



Universidad
Carlos III de Madrid

Departamento de Electricidad

PROYECTO FIN DE CARRERA

LA TARIFA ELÉCTRICA: PASADO, PRESENTE Y FUTURO

Autor: JESÚS FERNANDO PABLOS MEGÍA

Tutor: JORGE MARTÍNEZ CRESPO

Leganés, 29 de Enero de 2016

Título: La tarifa eléctrica: Pasado, presente y futuro.

Autor: Jesús Fernando Pablos Megía

Director:

EL TRIBUNAL

Presidente: Mónica Chinchilla

Vocal: Víctor Hernández Jiménez

Secretario: Fernando Hernández Jiménez

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día 29 de Enero de 2016 en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE

AGRADECIMIENTOS

Después del duro transito que ha supuesto recorrer el camino hasta finalizar mis estudios, me gustaría dar las gracias a las personas sin las que esto no habría sido posible.

A mis padres, que me han apoyado siempre y me han transmitido su confianza a pesar de las dificultades.

A mis amigos, los cuales me han ayudado en momentos de agobio, haciendo que me olvidara de los problemas con su compañía y buenos momentos juntos.

A mi tutor, por su apoyo y comprensión.

RESUMEN

En el presente proyecto se hace un repaso por la tarifa eléctrica en España desde sus orígenes hasta nuestros días, viendo por orden cronológico las distintas tarifas que han existido, los componentes de los que están formadas y los cambios sociopolíticos que han ido propiciando los sucesivos cambios, centrándonos sobre todo en los pequeños consumidores. Para ello en un primer momento se explica brevemente que es la tarifa eléctrica y de este modo comprender su importancia.

Una vez acometido el repaso histórico se tienen en cuenta cuatro etapas tarifarias, una primera etapa post guerra civil en la que se implanta la llamada Tarifa tope unificada, implantada por el estado y única en todo el país.

Posteriormente, ya en periodo democrático, se produce el mayor cambio legislativo en el sector, el llamado Marco Legal Estable, en el cual se implantan las tarifas integrales, calculadas según unos costes estándar asignados por el estado a cada una de las componentes de la tarifa.

Con la integración de España en la comunidad económica europea, se hace obligatorio realizar una liberalización del sector y abandona el intervencionismo del estado y permitir a los consumidores contratar la tarifa con la compañía que les ofrezca mejores condiciones, aunque finalmente, para que la transición a las nuevas condiciones sea más sencilla, se opta por ofrecer una tarifa regulada conocida como Tarifa de último recurso, que en la práctica es la más usada por los pequeños consumidores. Además la tarifa pasa a tener un formato binómico formado por un término fijo y uno variable según el consumo.

Finalmente, en una sección más amplia se explica la tarifa actual, la cual se puede considerar una evolución de la existente en el periodo de la liberalización del mercado. Puesto que es la que se aplica en la actualidad, se explican detalladamente todos los componentes que la forman, estando la tarifa dividida en dos partes diferenciadas, una componente regulada compuesta de unos costes controlados por el estado y una componente de mercado que se forma mediante distintas metodologías, siendo la más importante la subasta eléctrica en la que intervienen las principales empresas del sector.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	13
1.1. INTRODUCCIÓN.....	14
1.2. OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	18
1.3. ESTRUCTURA DEL PROYECTO	18
CAPÍTULO 2: CRONOLOGÍA DE LA TARIFA ELÉCTRICA.....	19
2.1 INTRODUCCIÓN.....	20
2.2 TARIFA TOPE UNIFICADA	20
2.2.1 LEGISLACIÓN.....	22
2.2.3 TARIFA ELÉCTRICA.....	23
2.2.3.1 TIPOS DE TARIFA	26
2.3 MARCO LEGAL ESTABLE	28
2.3.1 LEGISLACIÓN.....	30
2.3.1.1 LINEA TEMPORAL: PRINCIPAL LEGISLACIÓN.....	36
2.3.2 TARIFA ELÉCTRICA EN MARCO LEGAL ESTABLE.....	39
2.3.2.1 ELEMENTOS DE LA TARIFA ELECTRICA MLE	40
2.3.2.2 TIPOS DE TARIFAS	47
2.3.2.3 COMPLEMENTOS DE LA TARIFA	49
2.3 LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO	50
2.3.1 LEGISLACIÓN.....	51
2.3.2 TARIFA ELÉCTRICA TRAS LA LIBERALIZACIÓN	55
2.3.3 PRINCIPALES DIFERENCIAS DEL SISTEMA ENTRE MLE Y LIBERALIZACIÓN DE MERCADO ELÉCTRICO.	58
CAPÍTULO 3: SITUACIÓN ACTUAL	61
3.2 NORMATIVA ACTUAL.....	62
3.2.1 LEYES Y REALES DECRETOS APROBADOS A LO LARGO DE 2012/2013 62	
3.2.2 LINEA TEMPORAL LEGISLACIÓN ELÉCTRICA 2012/2013	64
3.2.3 NUEVA LEY DEL SECTOR ELECTRICO: LEY 24/2013	65
3.3 PEQUEÑOS CONSUMIDORES.....	68

3.3.1	DEL TUR AL PVPC	68
3.3.2	ALTERNATIVAS DE CONTRATACIÓN DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA POR LOS PEQUEÑOS CONSUMIDORES.....	72
3.4	PRECIO DE VENTA AL PEQUEÑO CONSUMIDOR (PVPC)	74
3.4.1	COSTE HORARIO DE LA ENERGÍA	74
3.4.2	CALCULO PVPC	80
3.4.3	EJEMPLO DE FACTURA PVPC.....	85
3.4.4	TARIFA DE ULTIMO RECURSO A CLIENTES VULNERABLES (antiguo bono social).....	87
3.5	COMPONENTES DE MERCADO DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD. MERCADO MAYORISTA.	89
3.5.1	MERCADO A PLAZOS.....	90
3.5.2	MERCADO DE SUBASTA DIARIA E INTRADIARIA.	93
3.5.2.1	MERCADO DIARIO.	94
3.5.2.1.1	OFERTAS DE VENTA DE ENERGIA.	95
3.5.2.1.2	PROCEDIMIENTO DE CASACIÓN DE OFERTAS.....	97
3.5.2.2	MERCADO INTRADIARIO	103
3.6	COMPONENTE REGULADA DEL PRECCIO DE LA ELECTRICIDAD. PEAJES Y CARGOS	107
3.6.1	PEAJES	108
3.6.2	CARGOS.....	109
3.6.3	TARIFAS DE ACCESO	118
CAPÍTULO 4: PRESUPUESTO.....		126
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES		128
CAPÍTULO 6: BIBLIOGRAFÍA		130

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Esquema sector eléctrico español. Fuente: RRE.	16
Figura 2: Esquemas del sistema eléctrico en MLE y mercado liberalizado. Fuente: elaboración propia	58
Figura 3: Precios alcanzados en las últimas subastas CESUR. Fuente: CNMC	69
Figura 4: Comparación precio electricidad subasta CESUR con precios mercado. Fuente: Revista anales de mecánica y electricidad.	70
Figura 5: Cambio de nombres al pasar de la TUR al PVPC. Fuente: elaboración propia.	71
Figura 6: Gráfico del coste horario de la energía. Fuente: REE.....	75
Figura 7: Contador eléctrico de telemedida y telegestión. Fuente: domobiotik.blogspot.com]	76
Figura 8: Contadores electrónicos analógicos. Fuente: descubrelaenergía.fundacióndescubre.es	77
Figura 9: Gráfico de la previsión en la sustitución de contadores. Fuente: CNMC.	78
Figura 10: Tarifa eléctrica. Fuente: propia.....	86
Figura 11: Tarifa de último recurso a clientes vulnerables. Fuente: Energía y sociedad.	88
Figura 12: Secuencia de mercados eléctricos en España (contratos bilaterales). Fuente: Energía y sociedad.	90
Figura 13: Componentes del precio final medio del mercado libre. Fuente: OMIE.	93
Figura 14: Secuencia de mercados eléctricos en España (mercado diario). Fuente: Energía y sociedad.	94
Figura 15: Curva de ofertas en mercado diario. Fuente: Energía y sociedad.....	98
Figura 16: Curva de demanda en mercado diario. Fuente: Energía y sociedad.	99
Figura 17: Ejemplo de casación en mercado diario 1. Fuente: OMIE.....	100
Figura 18: Ejemplo de casación en mercado diario 2. Fuente: OMIE.....	101
Figura 19: Ejemplo de los precios obtenidos en el mercado diario durante un día completo. Fuente: OMIE.....	102
Figura 20: Gráfico de la secuencia de horarios del mercado intradiario. Fuente:	104
Figura 21: Generación del déficit tarifario. Fuente: Publico.es, blog econuestra.	110
Figura 22: Comparación de la tarifa eléctrica respecto al IPC tras liberalización.	111
Figura 23: Gráfico del déficit tarifario anual. Fuente: Cinco Días, CNMC.....	113
Figura 24: Gráfico ubicación servicio de interrumpibilidad en la factura. Fuentes: dreue.com	116
Figura 25: Gráfico horarios tarifa acceso 2.0 DHA. Fuente: Iberdrola	120

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Tarifas en MLE según el tiempo de utilización y la tensión. Fuente: Análisis de las tarifas eléctricas. Javier de Quinto romero.....	47
Tabla 2. Cronología de implantación de la liberalización.....	55
Tabla 3. Comparativa de las actividades del sector eléctrico entre MLE y liberalización. Fuente: elaboración propia.	59
Tabla 4: Perfiles para el cálculo de PVPC. Fuente: BOE.	79
Tabla 5: Secuencia de horarios en mercado intradiario. Fuente: OMIE.	103
Tabla 6: Importe por moratoria nuclear a cada central. Fuente: blog CNMC.....	114
Tabla 7: Grandes consumidores industriales. Fuente: La Gaceta.....	115
Tabla 8: Potencias normalizadas para tarifa de acceso. Fuente: Iberdrola	119
Tabla 9: Horarios discriminación horaria tarifa acceso 2.0 DHA. Fuente: Iberdrola	120
Tabla 10: Horarios discriminación horaria tarifa de acceso 2.0 DHS	121
Tabla 11: Grafico horarios tarifa 2.0 DHS	121
Tabla 12: Horarios tarifa de acceso 3.0. Fuente: Iberdrola.	123
Tabla 13: Grafico horarios tarifa acceso 3.0. Fuente: Iberdrola	123
Tabla 14: Horarios tarifa de acceso 3.0. Fuente: Iberdrola.	124
Tabla 15: Horarios tarifas de acceso 6.x. Fuente: Mifakturadelaluz.com.	125

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad el estado del sector energético de un país es uno de los mayores indicativos del nivel de desarrollo que se ha podido alcanzar y es inconcebible poder convertirse en una gran potencia sin un correcto sistema eléctrico. La evolución tecnológica obliga a consumir cada vez más energía y la existencia de otros recursos energéticos limitados, como por ejemplo el petróleo, hace que cada vez se opte más por la utilización de electricidad y esta tenga cada vez mayor transcendencia en nuestra sociedad. Uno de los puntos clave que sustenta el sistema y generador de debate es la tarifa eléctrica.

¿Qué es la tarifa eléctrica?

La tarifa es la herramienta que ha utilizado históricamente el Estado para, a través de su regulación, financiar todos los costes asociados al sistema eléctrico y fomentar su crecimiento y mejora.

La estructura del sector eléctrico cuyos costes debe sufragar la tarifa eléctrica se puede dividir en varias partes básicas, las cuales ejercen actividades diferenciadas entre sí aunque interrelacionadas y dependientes unas de otras para el correcto funcionamiento del sistema. Desde la aparición de la energía eléctrica en España hasta nuestros días, el crecimiento del consumo, la evolución de la tecnología y los distintos cambios normativos han provocado cambios en la gestión de alguna de las actividades del sector eléctrico, pasando de una gestión exclusivamente estatal a una liberalización en la que la actividad es desarrollada por distintas empresas en alguno de los casos, lo que ha ido influyendo notablemente en el cálculo de la tarifa eléctrica y en su estructura.

Las actividades básicas de las que se compone el sector eléctrico y cuyos costes deben ser sufragados por la tarifa eléctrica son las siguientes:

GENERACIÓN

Consiste en la producción de energía eléctrica, para su obtención se transforma una energía primaria en energía eléctrica en las centrales destinadas a dicho cometido. Las energías primarias a transformar son de distintos tipos y la evolución tecnológica ha permitido aprovechar nuevos

recursos con el paso de las décadas (térmicas, hidráulicas, nucleares, eólicas, solares) y por lo tanto existen múltiples clases de centrales de generación con características técnicas muy distinta entre sí, haciendo que cada una de ellas sea adecuada para prestar servicio según la demanda eléctrica de cada momento, siendo más conveniente producir mediante un método u otro según la situación. La diferencia de características técnicas provoca que también exista una diferencia notable en los costes de producción que será necesario sufragar, surgiendo continuamente nuevas normativas que afectan directamente a la tarifa.

TRANSPORTE

La energía eléctrica producida en las centrales es en mayor parte consumida en zonas geográficas alejadas de la zona de generación, por lo que se hace necesario transportarla hasta los puntos de consumo, considerando dentro de la actividad de transporte únicamente las distancias largas a través de líneas de alta tensión, siendo necesario su correcto mantenimiento y la inversión en nuevas instalaciones.

DISTRIBUCIÓN

Se encarga de transmitir la electricidad desde las redes de alta tensión a los consumidores u otras redes de distribución en media y baja tensión.

COMERCIALIZACIÓN.

Consiste en la venta de la energía generada y transportada anteriormente a los consumidores y es en esta actividad en la que se produce la utilización de la tarifa eléctrica. Los cambios en esta actividad han sido notorios, habiendo sido implantados distintos métodos, en unos casos controlados completamente por el estado y en otros bajo la estricta supervisión del mismo.

ESQUEMA DEL SECTOR ELÉCTRICO.

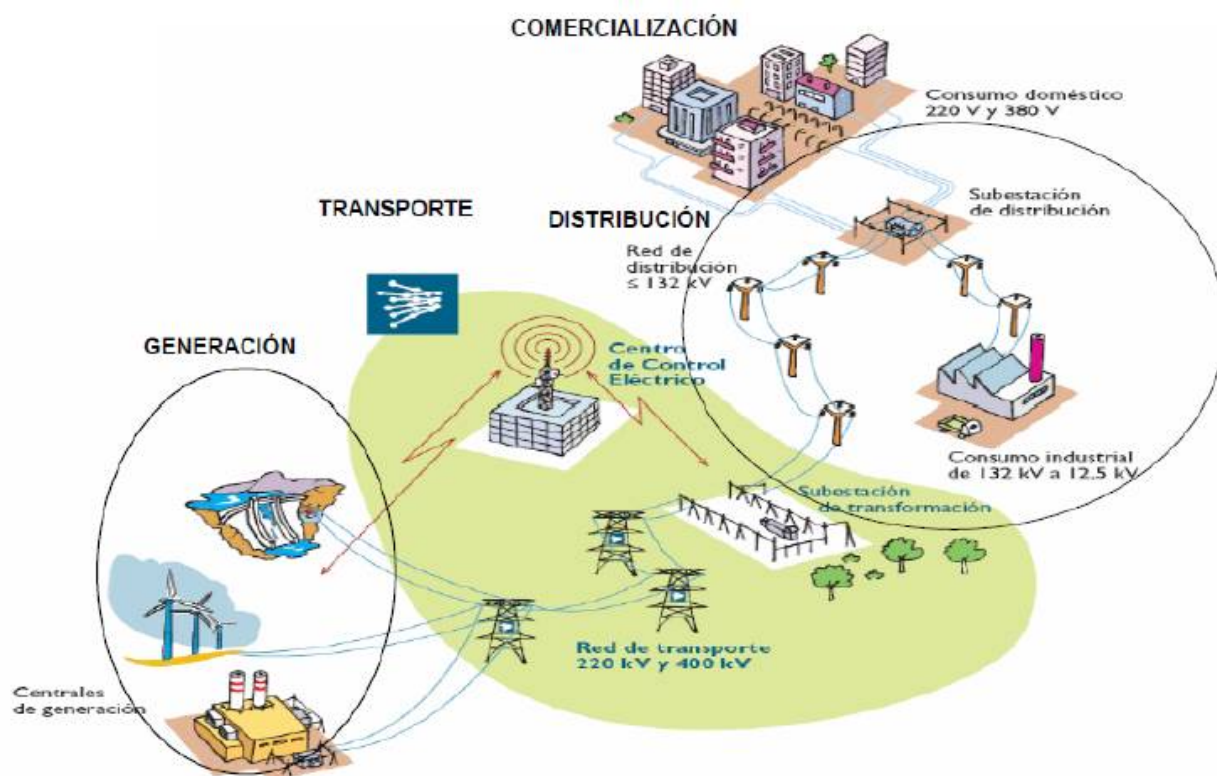


Figura 1: Esquema sector eléctrico español. Fuente: RRE.

La principal característica que debe tener la tarifa, como se deduce de su descripción, es la inclusión de todos los costes reales del servicio, de no ser así, el funcionamiento del sector sería inviable. La determinación de estos costes reales es una de las tareas más difíciles de realizar, puesto que las características de algunos métodos de generación y la propia naturaleza de la electricidad, como su imposibilidad de almacenaje, hacen más complicado su obtención, surgiendo en las diferentes épocas normativas destinadas a intentar corregir los desvíos entre ingresos y costes y suponer el menor perjuicio para los consumidores garantizando un precio adecuado. Precios por debajo de lo idóneo promoverán usos ineficientes mientras que precios superiores a lo idóneo desincentivarán su uso donde puede ser de interés hacerlo.

La imposibilidad de almacenaje provoca también que la energía deba ser consumida en el mismo momento en el que se genera, teniendo que incluir en la tarifa medidas que favorezcan que ese equilibrio se produzca.

Puesto que la electricidad tiene cada vez más relevancia, es de suma importancia su utilización política, lo que ha influido en la normativa de la tarifa eléctrica sin tener en cuenta muchas veces características puramente técnicas.

Al existir múltiples tipos de consumidores, se hace necesario también a la hora de crear una tarifa eléctrica el tener en cuenta las particularidades de cada uno de ellos.

La evolución de la tecnología a la hora de tarificar, siendo los contadores eléctricos cada vez más precisos, requiere de la correspondiente adaptación de la normativa en función de las características de la tecnología cambiando en ocasiones la estructura de la tarifa.

En cuanto a la estructura de la tarifa, se han utilizado dos tipologías básicas en la historia de España, un precio máximo establecido según el consumo, teniendo las empresas libertad de fijar el precio que quieran por debajo del indicado por normativa y una estructura binómica, en la que se separan la tarificación de una serie de costes fijos destinados a cubrir los gastos de las infraestructuras eléctricas y subvenciones a distintas actividades, de la tarificación de la energía consumida.

1.2. OBJETIVOS DEL PROYECTO

El objetivo principal de este proyecto es mostrar la evolución de la tarifa eléctrica desde sus orígenes hasta la actualidad, tanto en su normativa como en su estructura, para que el lector pueda comprender el origen de los distintos términos que la componen, entender de qué manera está regulada y el por qué de los sucesivos cambios que afectan al precio final que pagamos, centrándonos principalmente en los pequeños consumidores.

1.3. ESTRUCTURA DEL PROYECTO

Para la organización del presente proyecto se ha optado por su división en diferentes capítulos relacionados entre sí, subdividiéndose a su vez estos capítulos en secciones en las que se extiende la información en temas más específicos.

En el capítulo 2 se hace un repaso por los distintos periodos de tarificación eléctrica anteriores a la tarifa implantada en la actualidad, mencionando el contexto histórico, legislación y tarifa aplicada.

En el capítulo 3 se explica la tarifa aplicada en la actualidad, de qué manera se forma, los componentes que la forman, los tipos de tarifa, etc.

En el capítulo 4 se expone el presupuesto que habría costado el proyecto.

En el capítulo 5 se presentan las conclusiones a las que se ha llegado tras la finalización del proyecto, tanto sobre el propio proyecto como lo aportado tras la realización del mismo a su autor.

CAPÍTULO 2: CRONOLOGÍA DE LA TARIFA ELÉCTRICA

2.1 INTRODUCCIÓN

A finales del siglo XIX se produce la aparición de la electricidad en España. En un primer momento el sector se compone de una serie de compañías privadas que actúan de manera local, situación que iría cambiando en paralelo a los avances tecnológicos del sector que provocaría la aparición de empresas más grandes y con mayor actuación geográfica. Por otra parte, la regulación del sector, al encontrarnos en su periodo inicial y carecer la administración de la experiencia suficiente, era muy ligera. Con el paso del tiempo se hacía evidente la importancia de la electricidad para el desarrollo del país, por lo que las primeras normativas declaraban el suministro eléctrico como servicio público y se daban los primeros pasos a la hora de regularizar la tarifa eléctrica, instaurándose por parte del estado un precio máximo que las empresas podían cobrar a los consumidores, estableciéndose el precio definitivo a facturar según los resultados de una negociación directa entre productores y consumidores. Sin embargo no sería tras pasar el inestable clima político y económico de la primera mitad del siglo XX cuando se empezarían a desarrollar unas normativa tarifarias mucho más complejas con el objetivo de garantizar el correcto funcionamiento de un sector eléctrico en constante desarrollo debido al fuerte crecimiento económico que se producirá en España.

2.2 TARIFA TOPE UNIFICADA

Tras finalizar la guerra civil transcurre un primer periodo de estancamiento en el consumo eléctrico debido a las graves consecuencias del conflicto, pero después de una dura recuperación se entra en una época en la que la producción eléctrica resulta insuficiente para cubrir la demanda, más aun teniendo en cuenta que iba a aumentar significativamente en los próximos años, debido a que el país estaba, a pesar de tener numerosas dificultades políticas como el aislamiento a nivel internacional, en pleno crecimiento. Resultaba evidente que para poder dar servicio a la creciente demanda, era necesario ampliar el parque generador y entrar en un ciclo de grandes inversiones para la creación de nuevas centrales, además de mejorar la red de transporte de energía nacional, prácticamente inexistente, estando el país dividido por regiones sin la debida interconexión entre ellas, siendo

suministrada la electricidad por las empresas de la zona correspondiente con su propia red de distribución. Era necesario coordinar las instalaciones de todas las empresas para dar servicio de una forma conjunta a la demanda de todo el país, pudiéndose producir los intercambios necesarios de energía eléctrica provocando que la energía sobrante producida en unas regiones pudiesen cubrir la escasez que se diese en otras.

Ante esta situación el estado optó por influir en el sector de manera indirecta, creando empresas públicas que realizasen las mismas funciones que las empresas privadas ya existentes y de esa manera ejercer presión desde dentro, dando así cierta libertad a las empresas privadas para desarrollar su labor y poder suavizar de esta manera las presiones que se pudiesen realizar de manera directa, que en ocasiones se hizo necesario para buscar la coordinación deseada entre las mismas. En 1944 se crea la Empresa Nacional de la Electricidad S.A (Endesa), la empresa pública más importante en el sector eléctrico, la cual ha continuado ejerciendo hasta nuestros días, aunque con sustanciales diferencias en su gestión.

De esta manera, las principales empresas del sector entendieron que la mejor forma de afrontar la situación era uniendo fuerzas entre ellas. Para ello acordaron la creación de una sociedad que se encargara de realizar las reformas, en la que todas se vieran representadas, apareciendo el 3 de agosto de 1944 Unidad Eléctrica S.A, más conocida como UNESA, la cual se encargaría de realizar las reformas.

Los principales objetivos de UNESA eran los siguientes [1]:

- Combinar la producción para un mejor aprovechamiento de las fuentes generadoras y un amplio abastecimiento.
- Construcción de las interconexiones necesarias de los sistemas regionales.
- Reducir el coste de los materiales en instalaciones eléctricas mediante la realización de estudios.
- Coordinación en los planes de desarrollo de las diferentes empresas

La idea de coordinar la explotación del sistema eléctrico a nivel nacional se estaba imponiendo en todos los países del entorno, pero mientras en el resto de países se realizaba de una manera más intervencionista por parte del estado, en España se permitió más libertad de movimientos a las empresas con la creación de UNESA.

2.2.1 LEGISLACIÓN¹

En cumplimiento de uno de los objetivos planteados por UNESA, el 2 de diciembre de 1944 el Ministerio de Industria aprueba el **Plan de Conjunción del Sistema Regional** de producción de la energía eléctrica en el que se establece la coordinación de los sistemas regionales y la construcción de líneas de interconexión.

Para decidir los intercambios energéticos entre zonas, UNESA crea la Oficina Central de Coordinación, denominándose posteriormente tras ser oficialmente autorizada en 1953 por el Ministerio como Repartidor Central de Cargas (RECA).

A partir de los años cincuenta se produce una liberalización de la economía y el desbloqueo internacional pasando de una economía agraria a otra más industrial, por lo que es necesario impulsar el sector eléctrico, lo que se hace en gran parte gracias a los créditos extranjeros que se utilizan para la mejora de las instalaciones eléctricas.

Debido a este impulso económico que repercutía en el sector eléctrico, se hacía necesaria la reforma del sistema de tarifas que había permanecido inalterable desde 1933.

Se publica el **Real Decreto del 12 de enero de 1951 que establecía un sistema único de tarifas**, la llamada **Tarifa Tope Unificada** que se aplicaría en todo el país, siendo calculada mediante una fórmula compleja que tenía en cuenta los costes de la electricidad tomando como referencia el año 1935. El valor resultante de esta fórmula se incrementaba en un porcentaje destinado a un recargo. El denominado "recargo r" era recaudado por una oficina creada a tal efecto, la llamada oficina de liquidación de la energía (OFILE), que posteriormente repartía entre las empresas para compensar:

- Mayor coste de producción de la energía térmica
 - Formula A: Se compensaban solo los costes del combustible manteniendo libertad de funcionamiento.
 - Formula B: Se compensaban todos los costes de explotación pero el funcionamiento de la central dependía de las órdenes del RECA.
- Mayor coste de instalaciones construidas a partir de 1939
- Suministro especiales que no eran compensados por la tarifa.

¹ [1], [2]

En 1959 se crea el **Plan de Estabilización**, que dio el mayor impulso que se había dado a la economía hasta ese momento iniciándose el turismo y mayor apertura al exterior en lo económico, lo que provocó un crecimiento de la economía a un ritmo muy elevado, que a nivel del sector eléctrico se pudo abarcar gracias a las tareas de interconexión de la red e inversiones en la generación que se seguían desarrollando. La potencia instalada pasó de 6567MW en 1960 a 23207MW en 1973. Los métodos de producción se diversificaron, aumentando las centrales que utilizaban como combustible el fuelóleo debido a los bajos precios que tenía durante esta época, provocando no pocos problemas en los años posteriores que serán comentados más adelante. En este periodo empieza el funcionamiento también de las primeras centrales nucleares, siendo la de Zorita en 1968 la primera en ser puesta en marcha.

Para que la realización de las numerosas inversiones que se venían realizando se hiciese de manera óptima el ministerio encarga a UNESA la elaboración de un plan. Por Orden Ministerial el 31 de julio de 1969 queda aprobado el **Primer Plan Energético Nacional**.

La planificación eléctrica de 1969 hizo ver la necesidad de modificar el sistema de Tarifa Tope Unificada. El Decreto del 16 de agosto de 1969 establece una tarifa de estructura binómica con el objetivo de racionalizar el uso de la electricidad y mejorar las condiciones de explotación de las instalaciones eléctricas. En estas nuevas tarifas se tenían en cuenta dos términos a la hora de facturar, el término de potencia contratada y el término de energía consumida.

2.2.3 TARIFA ELÉCTRICA

La tarifa aplicada en la época era la llamada Tarifa Tope Unificada (TTU), mediante la que quedan establecidos los ingresos de las empresas. Era única para todo el país y establecida por el estado, por lo que era de aplicación obligatoria por todas las empresas del sector sin tener en cuenta la ubicación de las instalaciones ni su tamaño.

La tarifa se compone de dos términos, el precio medio del año (P_n) y un recargo r .

Cada uno de los términos se calculaba mediante una fórmula bastante compleja en la que se incluían algunos de los costes más importantes del sector y la cual se actualizaba cada año, teniendo como base los precios medios del año 1935.

$$P_n = P_{35} \times (0,54117I_{cn} + 0,1628I_{pn} + 0,2955I_{vn}) \times \left(\frac{H_{35}}{H_n}\right) \times \left(\frac{S_{35}}{S_n}\right)$$

P_n : Precio medio año n

P_{35} : Precio año 35

I_{cn} : Índice de precios financieros del año n sobre los del año 35

I_{pn} : Índice de costes de personal del año n sobre los del año 35

I_{vn} : Índice de los otros costes del año n sobre el año 35

H_{35} : Horas de utilización media parque generador año 35

H_n : Horas utilización media año n

S_{35} : Pérdidas de transporte y distribución año 35

S_n : Pérdidas de transporte y distribución año n

- Costes financieros

En ellos se incluían la deuda, los intereses acarreados, la amortización y los impuestos

- Costes de personal.

Se incluían las cargas sociales

- Costes relativos a otras funciones del sector eléctrico

Se incluían costes como los del acero laminado, la mano de obra en la construcción, aceros especiales, herramientas carburantes y aceites, considerados todos estos gastos como esenciales para la construcción y el mantenimiento de los equipos para dar servicio eléctrico.

La determinación del recargo r, pasaba por la identificación de las subvenciones que el sistema incorporaba con el propósito de fomentar la construcción de nuevas centrales y poder ofrecer tarifas inferiores a determinados consumidores. Asociado a la construcción de nuevas centrales

iba asociado también el aumento del combustible, incorporándose una subvencione en este sentido.

Según el Decreto del 14 de noviembre el precio de venta al público queda como:

$$V_n = P_n + C + T + E)$$

V_n = Precio medio final de venta al publico

P_n = Precio medio de la tarifa

C = Subvención por construcción de nuevos equipos

T = Subvención por uso de combustible

E = Subvención por precios inferiores a los normales, ofrecidos a consumidores especiales como por ejemplo el transporte ferroviario.

Como se puede ver, el término C tenía en cuenta la construcción de nuevos equipos, siendo los equipos de nueva construcción de dos tipos, de generación y relacionados con la red de conexiones, por lo que el término se dividía en dos mediante los coeficientes k y k' , quedando la fórmula del precio final de venta de la siguiente manera:

$$V_n = (P_n + kC) + (k'C + T + E) = A + r \frac{A}{100}$$

De esta fórmula se deduce:

- El termino A es el ingreso con el que se quedan las empresas eléctricas
- El termino r es entregado por las empresas eléctricas a OFILE, siendo esta entidad la encargada de repartir la recaudación a modo de compensación entre las empresas después de evaluar las condiciones de cada una teniendo en cuenta los términos C , T y E nombrados anteriormente en la fórmula del precio final de venta. La orden del 23 de diciembre de 1952 regula las compensaciones a recibir por las empresas eléctricas.

2.2.3.1 TIPOS DE TARIFA [2]

Las tarifas de aplicación al público se clasificaron en seis categorías:

1. Tarifa de alumbrado por contador de baja tensión.
 - Modalidad a: de aplicación en domicilios particulares.
 - Modalidad b: en establecimientos independientes de la vivienda.
2. Tarifa de alumbrado a tanto alzado en baja tensión.
3. Tarifa para alumbrado y usos domésticos con un solo contador y un solo circuito en baja tensión.
4. Tarifa para usos domésticos y otros servicios que se especifican, prestados con circuito y contador independiente del de alumbrado, en baja tensión.
5. Tarifa para usos industriales.
 - Modalidad a: entrega en baja tensión.
 - Modalidad b: entrega en alta tensión.
6. Tarifa para electrificación rural.

Sin embargo, la legislación especificó algunas circunstancias de venta que daban lugar a variaciones de algunas tarifas.

- La tarifa Ib no sólo servía para el alumbrado por contador de baja tensión en establecimientos independientes de la vivienda, sino que también podía aplicarse al alumbrado público a falta de convenio con las empresas. Esto da pie a distinguir entre la tarifa Ib-1, para alumbrado particular, y Ib-2, para el público. La diferencia estribaba en que el término A tendría valores distintos.
- La tarifa Vb estaba destinada a la energía entregada en alta tensión. Sin embargo, se crearon tres modalidades adicionales para el caso de que la empresa suministradora no pudiese entregar la energía en alta tensión, según la potencia contratada. Aparecen así tres nuevas tarifas:
 - Vb-1, para potencia contratada entre 50 y 249,99 kW.

- Vb-2, entre 250 y 499,99 kW.
- Vb-3, con potencia contratada por encima de 500 kW.

2.3 MARCO LEGAL ESTABLE²

Los bajos precios del petróleo en periodos anteriores habían tenido como consecuencia el centrar la producción eléctrica basándose en la citada fuente de energía, teniendo de esta manera una dependencia excesiva. En este contexto estalla la llamada Guerra del Golfo, un conflicto localizado geográficamente en una de las zonas de mayor producción petrolífera del mundo, lo que provocaría una fuerte subida de los precios del mismo generando una convulsa situación en el sector eléctrico a nivel mundial, cebándose de manera importante en el sector eléctrico español. De este modo es obligatoria una reestructuración para buscar fuentes de energía alternativas iniciándose un proceso de adaptación en busca de mayor eficiencia energética que generara numerosos gastos a sufragar principalmente con el traslado indirecto de dichos gastos a los consumidores por parte de las empresas eléctricas. España aparte de ser afectada por la crisis energética mundial, traía una serie de dificultades causadas por las anteriores políticas al respecto, las cuales se enumeran a continuación. [1]

1. Inadecuado dimensionamiento y estructura del parque generador
2. Se había moderado el elevado ritmo de incremento del consumo eléctrico registrado hasta el año 1980, fruto de la menor actividad económica del país y bajo nivel de tarifas.
3. Elevado inmovilizado en curso consecuencia del retraso en la puesta en servicio de las centrales nucleares en construcción.
4. Alto endeudamiento debido a las inversiones para sustituir la dependencia del petróleo.
5. La continua devaluación de la peseta tenía como consecuencias devastadoras a la hora de pagar los intereses en préstamos extranjeros.
6. Costes financieros elevados debido a los problemas anteriores y a los tipos de interés

²Fuentes: [1], [17], [16],

7. Elevada inflación muy superior a la de los países desarrollados.

Resulta evidente que tal y como se inicia este periodo, su desarrollo estará marcado por el establecimiento de normativas muy importantes, las cuales serán implantadas principalmente por el gobierno del partido socialista español (PSOE) que comienza en 1982, destinadas a resolver los problemas anteriormente mencionados mediante tres corrientes básicas para sanear el sector, adecuar la capacidad del equipo eléctrico a los consumidores, reorganizar las empresas eléctricas e instaurar un sistema tarifario más estable.

Por otra parte hay que comentar que la mayor parte de medidas que fueron aplicadas suponían una mayor intervención del estado, al contrario que en el anterior periodo en el cual se intentaba influenciar desde dentro del sector mediante empresas públicas, limitando en muchas ocasiones el poder de las empresas del sector, hecho que contrasta con los primeros pasos que se empiezan a tomar desde Europa para desembocar en el mercado interior de la energía de la comunidad europea, a la cual España se incorporara en 1986.

2.3.1 LEGISLACIÓN.

El proceso regulatorio que dará lugar al Marco Legal Estable se puede considerar que comienza en 1982, cuando se mantienen una serie de reuniones entre la administración y UNESA como representante del sector, destinadas a resolver los problemas surgidos en el periodo anterior, estas conversaciones dan como resultado la firma en mayo de 1983 del protocolo de acuerdo entre el gobierno y el sector eléctrico del que cabe destacar los siguientes compromisos y acuerdos:

Primer protocolo de acuerdo entre el gobierno y el sector eléctrico [1]

Compromisos

- Política tarifaria que permita una rentabilidad suficiente a las empresas. "El Ministerio de Industria y Energía practicará una política tarifaria que permita una rentabilidad suficiente a las empresas, garantice la remuneración de los capitales y asegure la adecuada dotación de las amortizaciones"
- La única nacionalización será la de la red de alta tensión. "Se nacionalizará la red de alta tensión mediante la participación mayoritaria del sector público en una sociedad mixta que tendrá como objetivo la explotación del conjunto de instalaciones de producción y transporte".

Acuerdos:

- Auditar las cuentas para definir los criterios de rentabilidad aplicables
- Revisar el Plan Energético Nacional de 1979
- Crear la sociedad propietaria de la red con mayoría pública, lo que dará origen a red eléctrica de España (REE).

Para que los acuerdos llegados a este protocolo tengan un carácter oficial será publicada la **Ley 49/1984 de Explotación unificada**, cuyo principal objetivo será dar prioridad al funcionamiento global del sistema eléctrico, en lugar de cómo antiguamente donde cada empresa funcionaba de manera

completamente individual. En dicha ley se introducen tres modificaciones importantes en el sector.

- Sustituye la iniciativa privada por la pública con el objetivo de optimizar
- El acuerdo como base para tomar decisiones por parte de las empresas es sustituido por un regulador
- El regulador se identifica con el sector público, que posee el 51% de la nueva empresa.

Para la explotación unificada se incluyen otros elementos integrantes de la actividad del Nuevo organismo, entre ellos los siguientes:

- La determinación y control del nivel de garantía nacional del sistema eléctrico
- La definición de las pautas generales de explotación de las reservas hidroeléctricas y su explotación conjunta
- El establecimiento de directrices para la explotación del sistema de generación y transporte
- La aprobación y modificación de los programas de generación y de los programas de intercambios de energía llevados a cabo por las empresas eléctricas
- La programación y disposición de los intercambios de sustitución de energías
- La coordinación de los planes de mantenimiento de los elementos de producción y transporte de las empresas eléctricas
- La autorización de la interrupción voluntaria del servicio de las instalaciones eléctricas que puedan afectar directamente al transporte.

En paralelo, el **Plan Energético Nacional de 1983**, aprobado en marzo de 1984, tiene una especial influencia en el sector con una serie de resoluciones que señalan que el peso de los objetivos energéticos a cumplir se apoya en tres pilares fundamentales.

- El desarrollo de la inversión deberá hacerse en el marco de la planificación energética.
- La explotación de las instalaciones de generación y transporte se desarrollará de forma que se minimicen los costes variables conjuntos.

- La ordenación financiera del sector se acometerá de forma que el desarrollo futuro se lleve a cabo con la mínima absorción de recursos financieros.

Durante el periodo de vigencia del Plan Energético se establecía la conexión de siete grupos de carbón y contemplar la puesta en marcha de siete grupos nucleares (Almaraz I y II, Ascó I y II), Cofrentes, Vandellós II y Trillo I), sin embargo no ocurría lo mismo con los cinco grupos nucleares que estaban en desarrollo, lo que dio lugar a un desenlace expuesto más adelante.

Para hacer frente a las enormes inversiones realizadas durante un periodo con dificultades financieras, se desarrollo un **Plan de saneamiento** durante las fechas en las que se aprobó el Plan Energético Nacional, revisándose las tarifas y destinando una parte para financiar el programa. En 1984 se establece un nuevo Sistema de Compensaciones entre empresas en el que se tiene en cuenta la diferencia de producción y mercado de estas. Pero la mayor revolución que se ejecuto en el desarrollo del programa, fue emprender un **intercambio de activos** entre las empresas del sector para producir de esa manera una restructuración que hiciese que aquellas con balances más desequilibrados se desprendiesen de los activos más perjudiciales en sus cuentas, principalmente las centrales nucleares de nueva generación. Una de las empresas que absorbe estos activos es Endesa, empresa pública que con este proceso adquiere más poder todavía y se consolida como la más fuerte del sector. Durante el proceso de restructuración de activos acontecerá un hecho particular que dará como resultado la creación de un suplemento en la factura, la llamada **Moratoria Nuclear**. Antes de producirse la restructuración, la central nuclear de Lemóniz fue intervenida y paralizada, por lo que el tratamiento económico de la inversión realizada para la misma debía estar resuelto, siendo esta situación la detonante de la paralización definitiva de las centrales de Lemóniz I y II además de extenderse la paralización a las centrales de Valdecaballeros I y II y Trillo II. Los efectos financieros negativos de esta paralización se compensarían con la creación del suplemento mencionado anteriormente en la tarifa eléctrica que continua hasta nuestros días.

Tal y como se acordó en el protocolo de 1982, mediante el Real Decreto 91/1985 **se crea la empresa pública Red Eléctrica de España**, produciéndose la nacionalización de la red de transportes gestionada por la mencionada

empresa pública. Las empresas reciben una participación minoritaria del capital y una deuda a la que Red Eléctrica irá haciendo frente con el pago de sus servicios. El pago de los servicios de esta sociedad se separa del conjunto de la tarifa dando lugar al coste de transportes que aparece en el actual sistema de precios.

A pesar del intercambio de activos y el nuevo sistema de compensaciones entre empresas realizado años atrás con el objetivo de sanear la cuentas del sector, el hecho de mantener la misma política con respecto a las tarifas provocó que algunas compañías no pudiesen hacer frente a su deuda y tuviesen que ser rescatadas, por lo que se llegó a la conclusión de que era necesario implantar un nuevo sistema tarifario.

Después de un nuevo proceso de negociación entre UNESA y la administración y tras la serie de normativas aprobadas anteriormente que hemos visto en este documento, las cuales sirven de base para el mayor cambio regulatorio hasta ese momento, el **Real Decreto 1538/1987 publica el denominado Marco Legal Estable** que regula las condiciones económicas aplicables a las empresas eléctricas. Los objetivos que perseguía con la aprobación de este decreto eran [3]:

- Reducción en la inestabilidad de la tarifa eléctrica en su variación anual, repartiendo en el tiempo los gastos de inversión en nuevas explotaciones
- Capacidad de recuperación y rentabilidad del valor objetivo de las inversiones en activos fijos durante su periodo de vida útil.
- Fomentar la eficiencia mediante un sistema de incentivos
- Reducción de la incertidumbre con objeto de facilitar decisiones de planificación gracias a la capacidad de recuperación de las inversiones, a los costes estándares y al mayor automatismo en la determinación de las tarifas eléctricas.
- Asegurar la distribución más o menos equitativa de los ingresos del sector entre las empresas eléctricas introduciendo mejoras en el sistema de compensaciones y extendiendo la estandarización a la gran mayoría de las categorías de costes.

El nuevo modelo se asienta sobre la identificación de los llamados Costes Estándares, que intentan representar valores estadísticamente razonables de los contables para cada tipo de instalación relevante. Es a partir de estos valores como se determinan los ingresos propios de cada empresa. La

recaudación efectuada por las empresas es básicamente un ingreso a cuenta y cada empresa recibe principalmente una cantidad dependiendo de sus costes, de tal modo que si una empresa recauda mas del valor que tiene asignado, debe entregar esa diferencia para cubrir los costes de otra empresa que se encuentre en situación contraria.

Todo el proceso formativo de la nueva normativa se lleva a cabo en paralelo con la última etapa de incorporación a la Comunidad Económica Europea, en la cual se publica la primera directiva europea, la 96/92/CE, sobre normas comunes a adoptar por el sector eléctrico para conseguir la implantación del Mercado Interior.

Ley 82/1980 sobre la Conservación de la Energía establece medidas de fomento de la autogeneración, entre la que cabe destacar la obligatoriedad de que la empresa suministradora adquiriera los excedentes de energía a un precio que debía ser fijado y una serie de beneficios fiscales.

También se crea una nueva categoría de suministros a los que se denomina **interrumpibles**. A ella se podían acoger las empresas que cumpliendo una serie de condiciones estuviesen dispuestas a reducir su consumo obteniendo descuentos significativos respecto a los precios básicos. La finalidad de esta tarifa era aliviar la congestión de la red. Realmente en esta época había un excedente de generación, por lo que la medida supuso en la práctica una rebaja de precios para algunas empresas.

La ley 38/1992 y el Real Decreto 112/1998 introducen un impuesto especial sobre el consumo de la electricidad que sustituye al coste específico asignado a la minería del **carbón**. Este nuevo impuesto sigue manteniendo el **tratamiento especial a los consumos de carbón**, lo que es mal visto desde la Unión Europea.

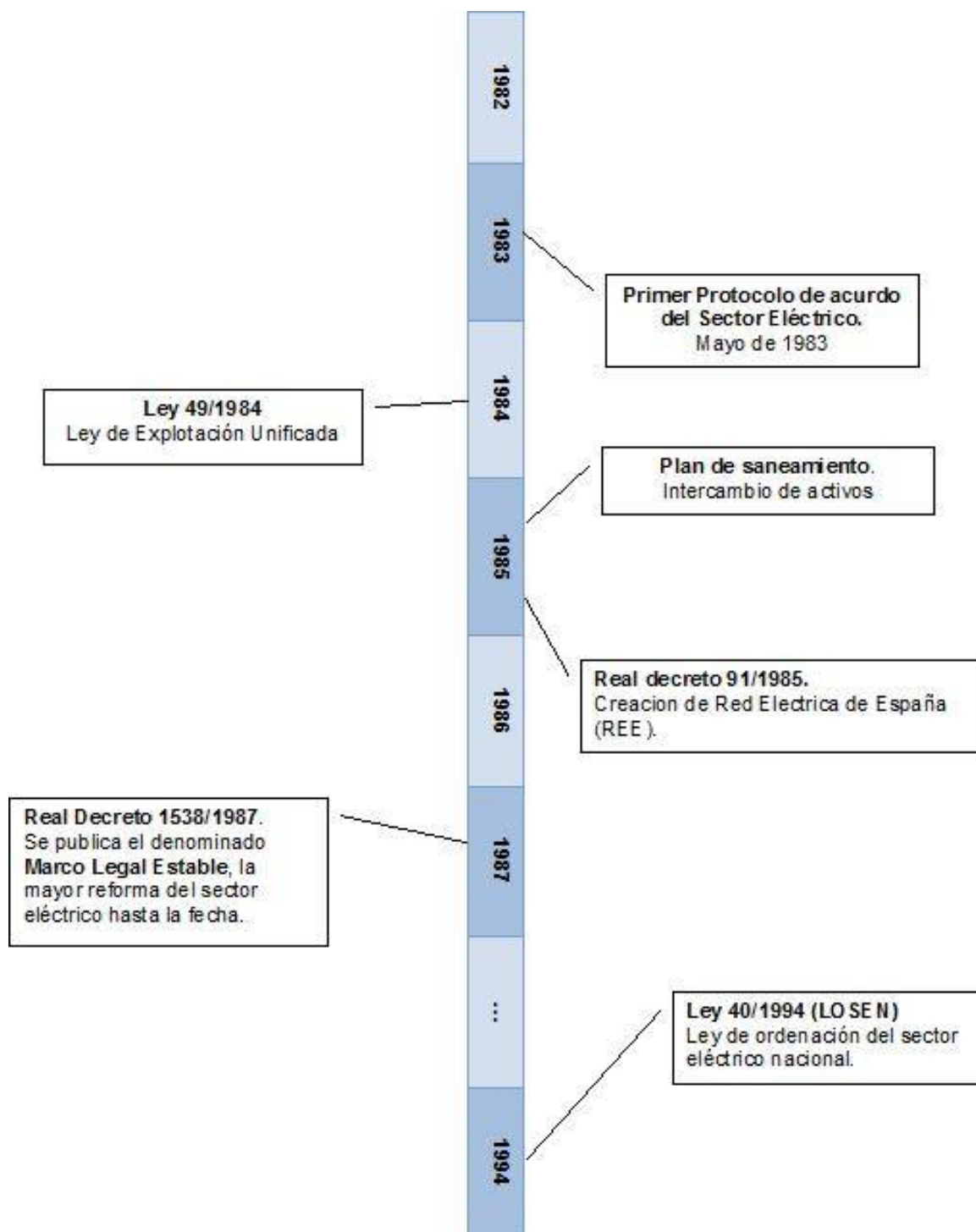
Con la **Ley de Ordenación del sector (LOSEN), Ley 40/1994** [4], se pretende un acercamiento de la normativa aprobada hasta ese momento a las directivas europeas, con las cuales se contraponía en su carácter nacionalizador, en lugar de la corriente de un mercado eléctrico mas liberalizado que venía desde Europa y que se materializa con la aprobación de la directiva 96/92/CE. Para ello se ensaya introducir elementos competitivos produciéndose fuertes contradicciones dentro de esta ley, puesto que por un lado en el título tercero se indica:

- Las tarifas serán únicas para todo el territorio nacional
- Se establecerán anualmente
- Serán máximas
- Su aprobación será competencia de la administración general del estado.

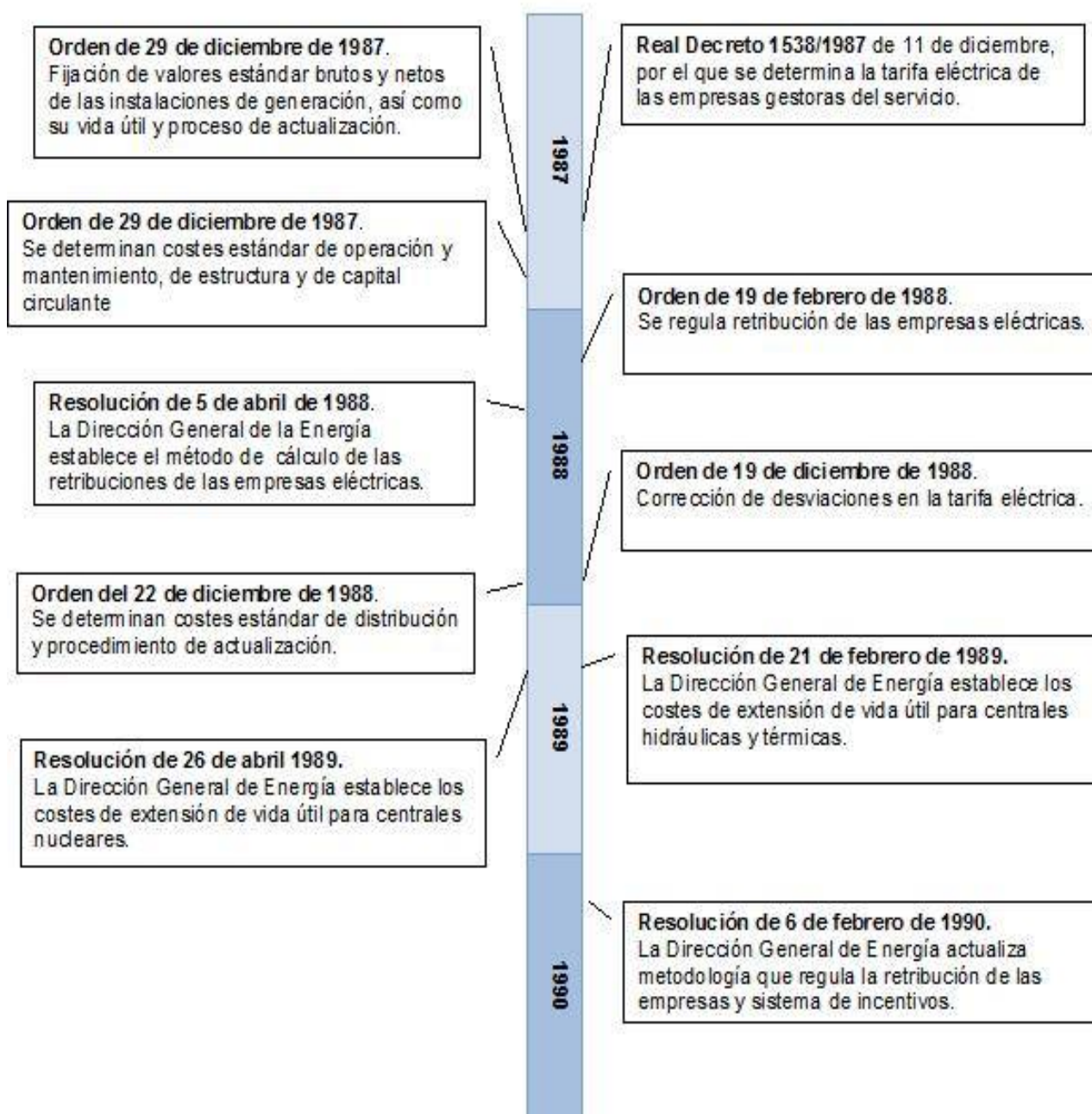
Todas estas indicaciones hacen pensar que se continuaba con el mismo modelo sectorial que había hasta ese momento, sin embargo también se produce la creación de dos modelos sectoriales diferentes que actúan en simultaneidad. Un sistema integrado formado por el conjunto de instalaciones existentes de acuerdo con los criterios derivados de la ley de explotación unificada y el Marco Legal Estable y un sistema no integrado en el que es posible la competencia pero con limitaciones impuestas por el sistema integrado.

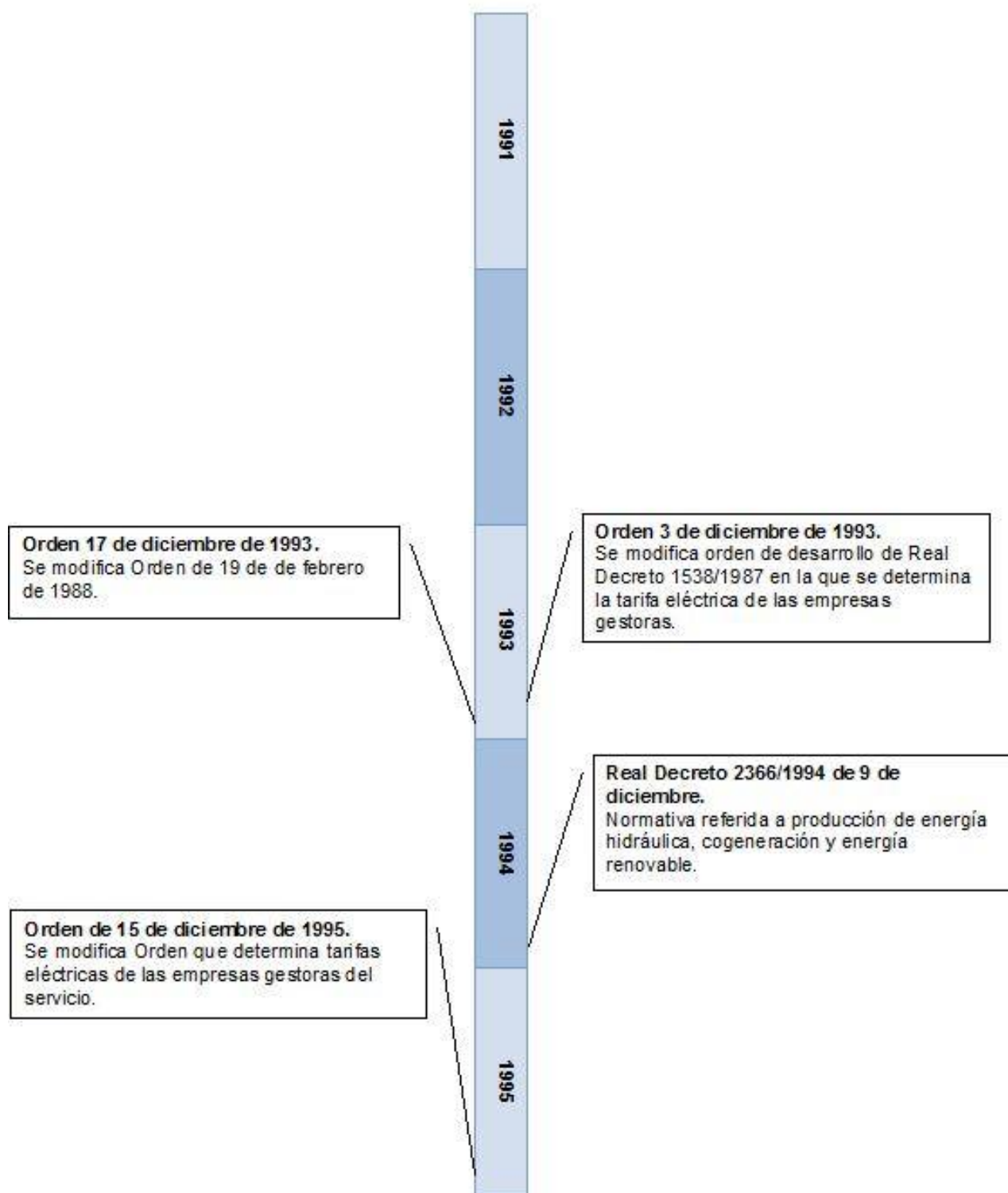
Otro elemento significativo de la LOSEN es la fundación de una nueva institución de carácter público, la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, CSEN, como ente regulador del conjunto, en la que se integra OFICO. Las necesidades económicas de la nueva institución serán cubiertas a través de un nuevo recargo sobre la tarifa. La CSEN evolucionara más adelante hasta convertirse en la Comisión Nacional de la Energía y de esta manera se perpetúa el recargo sobre la tarifa en el futuro mercado liberalizado.

2.3.1.1 LINEA TEMPORAL: PRINCIPAL LEGISLACIÓN.



Principal normativa aprobada durante Marco Legal Estable.





2.3.2 TARIFA ELÉCTRICA EN MARCO LEGAL ESTABLE

En la **Orden del 14 de marzo de 1983, que desarrolla el Real Decreto 2680/1983**, se produce una profunda **transformación del sistema tarifario**. Se amplía el número de tarifas, que pasan a un total de 25, de las cuales solo 6 pertenecen a baja tensión. Se introduce la discriminación horaria y la estacionalidad para racionalizar los consumos y ajustar mejor los precios a los costes. Se aplica una corrección por consumo de reactiva, ajustando las tarifas a las peculiaridades del funcionamiento de la red.

El gran cambio tarifario se produce con la publicación del mencionado Marco Legal Estable, que define las condiciones económicas por las que se van a regir las tarifas al consumo y las contribuciones a las empresas del sector. La tarifa se concibe como “retribución global y conjunta del sistema eléctrico nacional” es decir, se tiene un concepto de explotación unificada. La energía producida no es de nadie, sino del sistema y los consumidores pagan a este ente virtual que distribuye los ingresos entre los subsistemas. Además la tarifa “se fijará por aplicación del sistema de ingresos y costes estándares establecido por el presente real decreto. Se pasa de un sistema de “costes reales” a otro de “costes estándares” definidos por el estado, los cuales actúan como referencia de retribución y debe suponer un incentivo para reducir los costes reales.

Este modelo de retribución, basado en estándares es también de aplicación a la empresa encargada de llevar a cabo la Explotación Unificada y de la explotación de la red de Transportes. Sus costes reconocidos también se derivan por procedimientos similares a los usados en otras empresas y la retribución que le corresponde y que es extraída de la tarifa a través de un cierto porcentaje, tiene en consideración tanto la vida útil de, líneas, subestaciones y centros de maniobra fundamentalmente, como la retribución de los capitales empleados.

Por otra parte comentar que se mantiene un elemento significativo habitual de las tarifas españolas, las subvenciones. Unas son prolongación de las existentes anteriormente como, carbón nacional, extrapeninsulares y suministros especiales y otras de nueva aparición como los interrumpibles o los autoproductores. La subvención extrapeninsular pasa a calcularse con los valores estándar definidos para esos territorios.

2.3.2.1 ELEMENTOS DE LA TARIFA ELÉCTRICA MLE

[5]

Para la fijación de la tarifa eléctrica de cada año el Ministerio de Industria y Energía, previo informe de la Junta Superior de Precios, presenta al gobierno para su aprobación la propuesta de modificación de tarifas, de aplicación al ejercicio económico que comenzaba el 1 de enero, la cual incluía:

- El cálculo de los diferentes costes estándar.
- Los desvíos de costes correspondientes a ejercicios anteriores.
- Los recargos que giraban sobre la facturación y otros ingresos.
- La estimación de la demanda de energía eléctrica para el ejercicio.
- Los parámetros macroeconómicos utilizados para el cálculo.

Este cálculo previo de los distintos costes necesarios para dar servicio eléctrico garantizaba en un principio su total recuperación y determinaba el precio de la tarifa. El cociente entre el ingreso necesario y la estimación de la demanda servía para determinar la tarifa media, en base a la cual se calculaba el incremento de la tarifa anual.

Costes estándar

Los costes estándar constituían la base fundamental para calcular la tarifa eléctrica y las compensaciones entre empresas. Eran fijados por la administración para un año inicial y actualizado en años sucesivos, todo ello en base a una regulación que contemplaba aspectos como:

- Fórmulas que se tomaban como base para calcular los diferentes costes que caracterizan cada actividad.
- Parámetros que participaban en la formación de cada uno de los conceptos de coste.
- Actualización de los parámetros de naturaleza económica.

Los costes sujetos a estandarización en el Marco Legal Estable eran los siguientes:

Costes de generación.

Hay 3 categorías:

- Centrales térmicas.
- Centrales hidráulicas.
- Centrales nucleares.

A cada uno de estos grupos de activos generadores de energía se les asigna un valor estándar bruto y neto actualizados a 31 de diciembre del año de cálculo de la tarifa. Los valores de estos costes debían ser suficientes para poder garantizar la rentabilidad de cada uno de estos grupos.

Las centrales térmicas tienen asignado un periodo de vida estándar de 25 años y las hidráulicas 75 años. También se tiene en cuenta un valor estándar en el caso de las nucleares y térmicas de carbón para la inversión posterior que se realiza a su puesta en marcha. La Dirección General de Energía podrá aprobar otras inversiones de carácter extraordinario para mejorar aspectos de seguridad, medio ambiente, etc. Además se añade coste para aquellas centrales que sigan funcionando una vez superada su vida útil estimada.

El coste estándar de generación se calcula sumando los costes que garantizan la compensación de los gastos de cada uno de los grupos generadores de los subsistemas eléctricos.

Coste de transporte y distribución.

El cálculo de los costes estándar de transporte, transformación y distribución dependen del nivel de tensión, diferenciando dos tipos:

- Instalaciones de alta tensión, Tensión > 36kV

Se hace igual que en las instalaciones de generación, se les asigna un valor bruto y neto estándar que se actualiza cada año, con una vida útil de 40 años y un valor estándar si su funcionamiento va mas allá de los 40 años estimados de vida útil.

- Instalaciones de baja y media tensión, tensión < 36 kV

Se calcula según la energía circulada en los niveles de media y baja tensión, estableciendo un coste estándar unitario por Kwh circulado en media tensión y otro para baja tensión.

Según esto costes unitarios y la previsión de energía consumida para ese año se calcula el valor necesario para compensar los gastos totales en la distribución de electricidad.

Costes de combustible.

Se calcula según los valores previstos para cada tipo de combustible y los consumos específicos de los grupos que forman el sistema eléctrico peninsular. La previsión de la demanda se estima según lo que dicta el Plan energético nacional y considerando que la hidraulicidad es la de un año medio.

Se incluyen también en estos costes los generados por los stocks de combustible de las centrales térmicas y nucleares y los que derivan del carbón, como extracción, transportes, importación.

Coste de gastos operativos y mantenimiento

Costes derivados de la operación y mantenimiento de las centrales de generación, las redes de distribución y los costes de gestión comercial. Los costes de operación y mantenimiento con respecto a la generación se dividen en dos tipos:

- Fijos.

Precio estándar unitario por Kw de potencia instalada y disponibilidad de cada uno de los grupos de generación.

- Variables.

Precio según la producción teniendo en cuenta las horas de funcionamiento del grupo generador.

Los costes de operación y mantenimiento con respecto a la red de transporte y distribución se dividen también en dos tipos:

- Explotación.

Se calculan igual que los costes de inmovilizado de distribución, transformación y transporte según la tensión de funcionamiento.

- Gestión comercial.

Costes relacionados con las actividades de atención y desarrollo del mercado de abonados como contrataciones, lectura, facturación, etc. Se calculan según el número de abonados y la potencia contratada prevista.

Costes de estructura y circulantes.

Los costes de estructura son los que sin formar parte del proceso de generación, distribución y venta de energía, son fundamentales para el funcionamiento de las empresas.

Los costes de capital circulante corresponden a la financiación de energía servida al mercado por el conjunto de empresas, se calcula según el tipo de interés.

Recargos sobre la tarifa

Para el cálculo de la tarifa eléctrica, además de los costes estándar, se tenían en consideración otros costes que, por su naturaleza, no podían ser objeto de un tratamiento similar.

Costes externos para la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica.

- Programa de investigación y desarrollo electrotécnico.
- Financiación del stock básico de uranio.
- Segunda parte del ciclo de combustible nuclear

Las empresas eléctricas recaudaban estos costes de los clientes y los entregaban a OFICO y esta los distribuía a OCIDE, UNESA y ENRESA respectivamente.

Costes contingentes.

Costes reales de las empresas del sector pero no asociados al servicio de suministro eléctrico. En este apartado se incluía la moratoria nuclear. Estos costes eran fijados por el Ministerio de Industria y Energía en el Real Decreto

Costes de ayudas al carbón

En 1995 a través de un real decreto se incluyeron los costes derivados de las ayudas al carbón, establecidos en un máximo del 5% de la facturación

Costes derivados de sistema Extrapeninsular.

Las empresas eléctricas que operan fuera de la península tienen que hacer frente a unas condiciones de funcionamiento especiales. La aplicación de una tarifa única en el territorio nacional, siendo los costes de las empresas extrapeninsulares distintos, hace necesario incluir en la tarifa un coste para corregir el desequilibrio.

Ingresos que minoraban el coste del servicio eléctrico

Además de ingresos por la venta de energía, las empresas obtenían beneficios de otras actividades como inversiones o servicios. Estos beneficios eran tenidos en cuenta en la tarifa eléctrica, suponiendo un descuento sobre la misma para evitar que los clientes pagasen costes ya retribuidos. Estos ingresos procedían de:

- Alquiler de contadores, verificaciones y enganches
- Ingresos financieros
- Ingresos accesorios o diversos

Desviaciones de la tarifa eléctrica.

La previsión de ingresos utilizada para el cálculo de la tarifa eléctrica de cada año recogía, junto con los costes estándar del año, la corrección de desvíos respecto a la previsión correspondiente a años anteriores. El Real Decreto correspondiente definía las correcciones por desvíos de un año como la diferencia entre los ingresos necesarios previstos para ese año y los ingresos revisados, siempre y cuando estas diferencias obedecieran al comportamiento de los parámetros que no tenían carácter estándar. Mencionados parámetros eran los siguientes:

- Índice de precios al consumo.
- Índice de precios industriales.
- Tasa de retribución.

- Fecha de puesta en explotación comercial de nuevas instalaciones.
- Fecha de puesta en servicio de inversiones extraordinarias.
- Fecha de baja en servicio de instalaciones.
- Precio medio de la termia de los combustibles utilizados.
- Precio del combustible nuclear en cada unidad de generación.
- Cobertura de la demanda sin considerar la desviación en hidraulicidad.
- Coste de los stocks de combustible.
- Demanda en cliente final y precio medio del kWh en cliente final.

Si la corrección a realizar era muy elevada se planeaba la opción de distribuirlo en años sucesivos para que no supusiese tanta carga sobre la tarifa. La corrección sobre un año no se producía hasta pasados dos años con respeto al año a corregir.

Desvíos por hidraulicidad

El Real Decreto 1538/ 1987 daba un trato especial a la corrección en las tarifas para las desviaciones que se producían por la variación en la producción de la energía hidroeléctrica prevista y la real, debido a la inestabilidad que se podía producir al estar esta generación muy condicionada por la meteorología. Para ello cada año se descontaban de los desvíos, los producidos por generación hidroeléctrica, asignándoles como precio el del kWh producido por carbón, es decir, los años con pocas precipitaciones las empresas asumían los sobrecostos de sustitución de la energía hidroeléctrica por otros combustibles con la idea de que fuese compensada en próximos años más lluviosos.

Actualización de los costes. Parámetros macroeconómicos.

Como se ha mencionado anteriormente cada año se actualizaban los costes estándar sobre los que se cimienta el cálculo de de la tarifa, para ello se utilizaban principalmente los datos macroeconómicos. Puesto que la revisión de la tarifa se aplicaba el 1 de enero de cada año, era necesario realizar los cálculos de la tarifa antes de que el año hubiese finalizado, sin poder tener como es lógico los parámetros macroeconómicos de ese año en su

totalidad, basándose por lo tanto en una estimación, siendo necesario practicar correcciones en los sucesivos años.

Los parámetros macroeconómicos utilizados eran los siguientes

- El índice de precios al consumo (IPC)
- El índice de precios industriales (IPI)
- La tasa monetaria (TM).
- La tasa de intercalación (TI)

Fijación de la nueva tarifa eléctrica

Una vez establecido el volumen total de costes previstos para el ejercicio del cálculo y la demanda prevista, la tarifa eléctrica a aplicar se obtiene por división de ambas cifras.

2.3.2.2 TIPOS DE TARIFAS [3]

TARIFAS GENERALES

Las tarifas se clasifican en función de la tensión de suministro y la utilización de la potencia.

Según su tiempo de utilización se clasifican:

Baja tensión:

- Utilización normal.
- Alta duración

Alta tensión:

- Corta utilización < 3000 H.U/año
- Larga utilización < 6000 H.U/ año
- Larga utilización > 6000 H.U/ año

Teniendo en cuenta el tiempo de utilización y la tensión se clasifican:

Nivel de Tensión	Tiempo de utilización		
	Corta	Media	Larga
Tensión < 36kV	1.1	2.1	3.1
Tensión > 36KV y < 72,5Kv	1.2	2.2	3.2
Tensión > 72,5KV y < 145Kv	1.3	2.3	3.3
Tensión > 145KV	1.4	2.4	3.4

Tabla 1 Tarifas en MLE según el tiempo de utilización y la tensión. Fuente: Análisis de las tarifas eléctricas. Javier de Quinto romero.

TARIFAS PARTICULARES

Además de las tarifas generales existían, a continuación se especifican tarifas para casos más especiales.

Baja tensión:

- Tarifa 1.0

Potencia < 770W

Sin complementos

- Tarifa 2.0

Potencia < 15KW

Es a la que se acoge la mayor parte de consumidores domésticos.

- Tarifa B.O

Tarifa de alumbrado público en baja tensión.

No se aplica término de potencia.

- Tarifa R.O

Tarifa aplicable a riegos agrícolas o forestales

Descuentos teniendo en cuenta estacionalidad del consumo.

Alta tensión:

- Tarifa T

Suministro de energía para tracción de ferrocarriles, tranvías, trolebuses, etc.
Y alumbrado y señalización relacionada.

T.1 < 36kV

T.2 entre 36 kV y 72.5 kV

T.3 > 72 KV

- Tarifas R

Tres tipos, R1, R2, R3 según nivel de tensión

Complementos por energía reactiva y discriminación horaria

- Tarifas G.4

Potencia contratada en un solo punto > 100MW.

Uso > 8000h.

Media de utilización mensual de la potencia contratada > 22h.

Tensión nominal > 145 kV.

- Tarifas D

Tarifa de venta de energía de alta tensión a los distribuidores por la energía por ellos distribuida.

Cuatro tipos D1, D2, D3, D4

Complementos por energía reactiva, discriminación horaria y estacionalidad

2.3.2.3 COMPLEMENTOS DE LA TARIFA [6]

COMPLEMENTO POR DISCRIMINACIÓN HORARIA

El consumo de energía eléctrica es variable a lo largo del día, existiendo horas con un consumo muy elevado y horas en las que la demanda es escasa, por lo que para intentar lograr un equilibrio, se tienen en cuenta las horas a las que ha sido consumida la electricidad incentivando el uso en las horas de menor demanda.

COMPLEMENTO POR ENERGÍA REACTIVA

Los equipos de los usuarios pueden dar lugar a desfases entre la tensión y la intensidad, que se miden a través de la energía reactiva y tiene efectos nocivos sobre el sistema. Puesto que es posible corregir este desfase utilizándolos equipos adecuados o instalando elementos que lo corrigen, existe un complemento en algunas tarifas que puede ser un recargo o descuento porcentual según proceda.

COMPLEMENTO INTERRUMPIBILIDAD

Consiste en un descuento aplicado a algunas empresas que cumpliendo una serie de condiciones, sean capaces de prescindir de suministro eléctrico de forma voluntaria.

Las condiciones que deben cumplir son las siguientes:

- Solicitarlo antes del 15 de septiembre de cada año
- Potencia >5MW
- Permanecer al menos 5 años

Se calcula en función de las horas de utilización, la menor potencia contratada en punta o llano, la potencia residual en el caso de interrupción y una penalización para el caso de incumplimientos.

2.3 LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO³

El 19 de diciembre de 1996 se aprueba la directiva 96/92/CE del parlamento europeo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad con la que se pretende dar los primeros pasos para crear un mercado común de electricidad en la Unión Europea y que tiene un claro carácter liberalizador del sector eléctrico, apostando por una menor intervención de los estados. En España existe por aquel entonces un excesivo intervencionismo del gobierno, por lo que resultaba necesario cambiar la normativa para adaptarse a la directiva proveniente desde Europa, a pasar de qué años antes se había hecho un acercamiento redactando la ley de ordenación del sector (LOSEN), la cual era insuficiente pero serviría como cierta base para normativas futuras. En el mismo año 1996 se produce un hecho significativo en el desarrollo de la política Española, un cambio de gobierno del partido socialista (PSOE), a un gobierno del partido popular (PP), hecho que nunca se había producido hasta ese momento desde la instauración de la democracia, que llevaba entre las propuestas incluidas en su programa electoral la liberalización del sector eléctrico. El principal objetivo es lograr que haya competencia en partes antes reguladas del sector con el objetivo de que esa competencia de como resultado precios más bajos y mayor beneficio para el consumidor, no siendo siempre ese el caso como podremos ver posteriormente con los resultados.

Antes de redactar la regulación necesaria se produjo un proceso de negociación entre las empresas del sector eléctrico y el gobierno, plasmándose una serie de pautas en el **Tercer Protocolo eléctrico**. Los acuerdos a los que se había llegado en el protocolo serán plasmados en la **Ley 54/1997**, que liberalizaba el sector eléctrico, en muchos aspectos yendo más allá de las exigencias de la Directiva 96/92/CE. La nueva normativa supuso una transformación radical del sector, introduciendo la competencia en las actividades de generación y comercialización y permitiendo a los consumidores después de un periodo de adaptación, poder elegir entre una tarifa regulada por el estado o una tarifa en la que acuden al mercado libre a través de los comercializadores.

Por otra parte las condiciones socioeconómicas del país durante todo el proceso de liberalización serán muy importantes a la hora de legislar el sector eléctrico puesto que en los años de gobierno del PP se va produciendo un crecimiento económico muy notorio, situación que sin

³ Fuente: [19]

embargo desembocaría tras el paso de diferentes gobiernos en una crisis económica que perdura hasta nuestros días.

2.3.1 LEGISLACIÓN⁴

Para afrontar un nuevo proceso legislativo es conveniente conocer la opinión de las partes que van a ser afectadas y de esa manera poder llegar a un consenso que satisfaga a todos, por lo que la administración estimo conveniente mantener conversaciones con las principales empresas eléctricas y llegar a una serie de acuerdo que pudieran servir de base a las legislaciones oficiales, así como evitar futuros conflictos entre administración y empresas. De esta manera en diciembre de 1996 el Ministerio de Industria y Energía, los presidentes de las empresas y UNESA firman el **Tercer Protocolo Eléctrico** “para el Establecimiento de una Nueva regulación de Sistema eléctrico Nacional”. Los principales puntos a destacar del nuevo protocolo son [1]:

- La generación se convertirá en un mercado competitivo y se liberalizara la construcción de nuevos grupos generadores.
- Se liberaliza el mercado de combustibles excepto el del carbón, con un régimen especial.
- Se da paso a un proceso progresivo de liberalización del mercado minorista para que todos los consumidores puedan elegir su suministrador a través de la creación de un nuevo tipo de agentes, los comercializadores.
- Se garantiza el acceso de todos los agentes a todo tipo de redes.
- Se hará la separación jurídica de las actividades libres de las reguladas.
- Se mantiene un régimen especial para la cogeneración y las energías renovables.
- El periodo de adaptación del sector al nuevo panorama normativo tendrá una duración de 10 años.

También se acuerda la reducción de las tarifas durante los próximos 5 años, para contribuir de esa manera a la competitividad de la economía española, lo que sería el germen que más tarde dará lugar al llamado Déficit Tarifario.

⁴ Fuentes: [20] [1]

Los acuerdos a los que se llegó en el Tercer Protocolo Eléctrico sirvieron de base para la ley que más tarde sería redactada y la cual supone el mayor cambio en el sistema eléctrico desde el Marco Legal estable.

El 27 de noviembre de 1997 es aprobada la **Ley del sector eléctrico 54/1997** cuyas principales características son las siguientes:

- Se sustituye el concepto de servicio público por servicio básico esencial y universal con la empresa, que garantiza el suministro eléctrico a todos los consumidores dentro del territorio español.
- La explotación del sistema eléctrico deja de ser un servicio público, siendo ejercida por REE, que pasa a ser una entidad privada.
- Se liberaliza la generación, permitiendo a las empresas eléctricas crear instalaciones según sus propias planificaciones, no estando encorsetadas por una planificación a nivel estatal. Las empresas únicamente tienen que ser autorizadas por la administración para la creación de nuevas centrales.
- El desarrollo de la red de transporte sigue teniendo que ceñirse a una planificación estatal, manteniendo el carácter de monopolio, teniendo que mantenerse de esta manera para garantizar que el suministro eléctrico pueda llegar a zonas que si únicamente dependiera de los criterios económicos de una empresa probablemente no sería desarrollada.
- Se establece el principio de separación jurídica entre actividades reguladas (transporte y distribución) y actividades liberalizadas (generación y comercialización).
- Todo agente tiene que tener libertad de acceso a las redes de transporte y distribución, permitiéndose por lo tanto el acceso de terceros a la red, actividad que se realiza abonando la correspondiente retribución fijada por el estado.
- La comercialización pasa a ser una actividad liberalizada, pudiendo los clientes elegir libremente su suministro cuando dicha opción sea implantada según un calendario que indica la liberalización progresiva de esta actividad.

Al producirse la separación jurídica de actividades, las empresas del sector deben dividirse en secciones, siendo cada una de las secciones destinadas a una actividad, teniendo cuentas financieras distintas y funcionando como si

fueran empresas diferentes, pero al pertenecer a un mismo grupo empresarial se produce una integración vertical dentro del sector eléctrico que será perjudicial para algunas actividades.

Con el objetivo de asegurar una competencia efectiva en el nuevo marco liberalizado, se crea con la Ley 34/1998, un nuevo ente regulador destinado a este cometido, la Comisión Nacional de Energía (CNE), cuya financiación se realizara a través de un recargo en la tarifa eléctrica.

En cuanto a la producción, se hace una diferenciación entre la obtenida por energías renovables, la llamada producción especial, a la que se le atribuyen mayores privilegios durante un largo periodo y la producción ordinaria.

Como se ha mencionado, aparece la figura de un nuevo agente de mercado, los comercializadores, que serán los encargados de suministrar electricidad a los consumidores en los llamados mercados minoristas, pero para ello la electricidad se negocia en un primer momento en los mercados mayoristas, en los cuales la electricidad se compra y se vende en una subasta o pool en la que participan distintos agentes, encargándose de la organización y controlando su correcto desarrollo el recién creado Operador de Mercado (OMEL). Por otra parte, de las cuestiones técnicas de esta nueva subasta se encargara el Operador del Sistema REE, con la función de que los intercambios de energía sean los adecuados para que haya abastecimiento para todos los usuarios sin riesgos de producirse problemas graves en la red.

En cuanto a la producción, se hace una diferenciación entre la obtenida por energías renovables, la llamada producción especial, a la que se le atribuyen mayores privilegios durante un largo periodo y la producción ordinaria. Uno de los privilegios que se da a la producción de las energías renovables, señalado en el Real Decreto 2818/1998, es su no inclusión dentro del pool, sino que se exige la obligatoriedad de adquirir toda la energía producida mediante estos métodos por parte de los agentes y se fija una subvención para el desarrollo de estas tecnologías.

Una consecuencia de la liberalización es que se habían realizado numerosas inversiones por parte de las empresas eléctricas debido a que la rentabilidad estaba garantizada gracias a la explotación unificada del sistema eléctrico,

con el hasta entonces sistema de costes estándar del Marco Legal Estable. Al producirse la liberalización el retorno de dichas inversiones no estaba garantizado, razón por la cual se crea un nuevo coste dentro de la factura eléctrica, los Costes de Transición a la Competencia (CTC's) con los que se pretendía garantizar la competitividad de algunas instalaciones hasta que se pudiese producir un equilibrio. El derecho a percibir como compensación los CTC's lo marcaba los resultados en el pool de las centrales de generación, marcando un precio como barrera, de tal modo que si las centrales percibían un precio superior se consideraba que sus costes eran correctamente compensados y no se les asigna una retribución, mientras que si el precio del pool era inferior al marcado como barrera, se les asignaba una retribución correspondiente a los CTC's.

Las empresas consiguen a partir del año 2000 que les sea reconocida una compensación a causa de recibir por la tarifa eléctrica unos ingresos inferiores de los costes que les supone la generación de electricidad, surgiendo de este modo el concepto de Déficit Tarifario que dará no pocos quebraderos de cabeza en el futuro. Para sufragar los costes para la retribución del Déficit Tarifario se introduce un concepto en la tarifa eléctrica.

2.3.2 TARIFA ELÉCTRICA TRAS LA LIBERALIZACIÓN⁵

Para la transición de los consumidores de las anteriores tarifas integrales, al nuevo mercado liberalizado, se estableció un calendario de implantación, empezando primero por las grandes industrias, para acabar finalmente en los consumidores domésticos, con la intención de que al finalizar el periodo de implantación, todos los consumidores pudiesen elegir libremente un comercializador a través del cual comprar la energía en el mercado libre, pudiendo elegir de esta manera la tarifa eléctrica que más les convenga según sus necesidades. El calendario de implantación con las distintas normativas que fijaron o modificaron las fechas lo vemos a continuación:



Tabla 2. Cronología de implantación de la liberalización.

Para facilitar el cambio a los pequeños consumidores de las antiguas tarifas integrales al nuevo sistema es aprobado el **Real Decreto 485/2009** según el cual se crea la Tarifa de Último Recurso (TUR), tarifa que se aplicara de manera automática a todos los pequeños consumidores que no lleguen a un

⁵ Fuentes: [18], [21]

acuerdo con un comercializador en el mercado libre. La intención de esta nueva tarifa era no complicar en un primer momento al pequeño consumidor, con la intención de que con el tiempo por iniciativa propia se fuesen cambiando al mercado libre, la realidad es que la nueva tarifa, con unos precios regulados por el gobierno y que por motivos políticos y económicos se mantenían más bajos de los debido generándose el mencionado "Déficit de Tarifa", resultaba más interesante que realizar un cambio de comercializador y era la utilizada por casi la totalidad de consumidores de baja tensión.

Para describir la TUR, podríamos separar la tarifa en dos partes claramente diferenciadas:

- **Componente regulada:**

A pagar para tener acceso a la red, los denominados peajes de acceso, correspondiente a los costes de transporte y distribución, a los que se añaden otros términos creados a lo largo de la evolución de la tarifa eléctrica en España, como Moratoria nuclear, interrumpibilidad, anualidad del déficit tarifario, producción especial, etc.

- **Componente variable de mercado:**

Correspondería a unos costes variables pertenecientes al mercado liberalizado, los cuales se generan de las negociaciones en los mercados mayoristas, concretamente con el Real Decreto 1634/2006, se produce la creación de una subasta de periodicidad cuatrimestral, según la cual se fijan los precios de la TUR, la cual como veremos en posteriores apartados de este proyecto será un foco de numerosos problemas y se acabara realizando una modificación.

En la factura que les era entregada a los clientes figuraban principalmente los siguientes dos términos como corresponde a su estructura binómica:

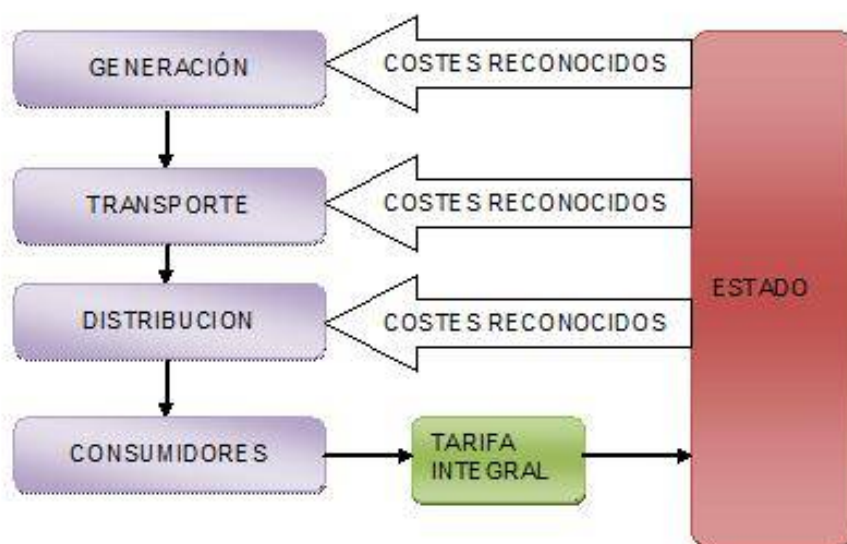
- **Término fijo o de potencia:** Se paga por la potencia contratada y es el resultado de multiplicar el precio del término de potencia en el periodo contratado, por los KW contratados.
- **Término variable o de energía:** Se paga por los KW consumidos en el periodo de facturación según lo que marca un contador. Se multiplica por el precio del KWh.

En la actualidad existe una tarifa que podríamos considerar equivalente a la TUR, el denominado precio de venta al pequeño consumidor (PVPC), con las

lógicas evoluciones que se hacen necesarias al implantarse nuevas normativas para adaptarse a los cambios sociopolíticos, pero al fin y al cabo compartiendo múltiples características, por lo que en apartados posteriores del presente proyecto se profundizara más para comprender los distintos términos que componen la tarifa.

2.3.3 PRINCIPALES DIFERENCIAS DEL SISTEMA ENTRE MLE Y LIBERALIZACIÓN DE MERCADO ELÉCTRICO.

ESQUEMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN MLE.



ESQUEMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL MERCADO LIBERALIZADO

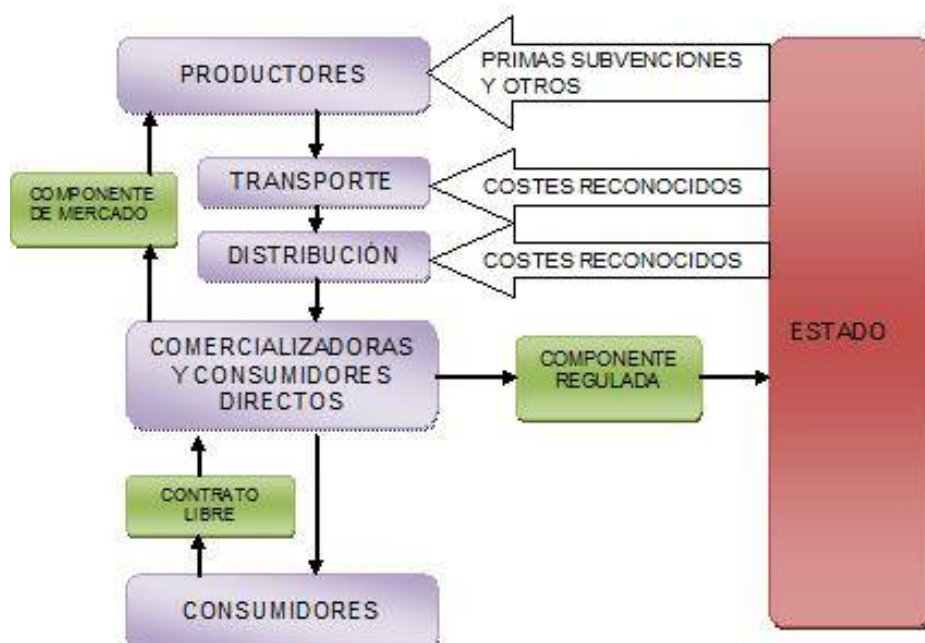


Figura 2. Esquemas del sistema eléctrico en MLE y mercado liberalizado. Fuente: elaboración propia

	MARCO LEGAL ESTABLE	LIBERALIZACIÓN
GENERACIÓN	Actividad regulada. Costes estándar reconocidos por el estado	Actividad liberalizada. Retribución deja de estar regulada y ahora es fijada por el mercado
TRANSPORTE	Actividad regulada. Se nacionaliza la red de transporte y se crea REE como único ente encargado de su gestión	Actividad regulada. Sigue manteniéndose el monopolio gestionado por REE
DISTRIBUCIÓN	Actividad regulada. Se mantienen las mismas empresas eléctricas existentes en cada zona de España, las cuales son retribuidas mediante unos costes reconocidos por el estado.	Actividad regulada. Sigue manteniéndose igual.
COMERCIALIZACIÓN	Actividad regulada. Tarifa Integral: El estado estima los costes totales del sistema eléctrico y los divide por la demanda esperada para ese año.	Actividad liberalizada. Los consumidores eligen un comercializador en el mercado minorista para contratar la tarifa. Los comercializadores y los grandes consumidores compran la electricidad a los productores en el mercado mayorista. A pesar de estar liberalizada, la tarifa sigue teniendo una componente regulada para cubrir ciertos gastos del sistema.

Tabla 3. Comparativa de las actividades del sector eléctrico entre MLE y liberalización. Fuente: elaboración propia.

CAPÍTULO 3: SITUACION ACTUAL

3.2 NORMATIVA ACTUAL.

Desde el año 2012 se ha realizado una gran cantidad de cambios normativos en el sector eléctrico con la finalidad de resolver los problemas de un sistema desequilibrado en lo financiero, donde el déficit crecía de forma alarmante, corriendo el riesgo de volverse la situación insostenible, tomando la decisión de reducir costes. La reducción de costes ha sido en gran parte muy polémica por cebarse principalmente con las energías renovables. La culminación de todas las modificaciones hechas mediante Reales Decretos, tiene lugar en la publicación de una nueva ley del sector eléctrico, la Ley 24/2013 que sustituye a la ley 54/1997 creada para la liberalización del mercado. A continuación se van a mencionar algunos cambios significativos realizados con respecto a la primera ley en los últimos años.

3.2.1 LEYES Y REALES DECRETOS APROBADOS A LO LARGO DE 2012/2013

El Real Decreto 1/2012 impide que nuevas instalaciones de régimen especial se inscriban para recibir las subvenciones que se les ofrecían a dichas tecnologías hasta ese momento.

El Real Decreto 13/2012 supone otro paquete de medidas para intentar ahorrar, que en este caso afecta a un mayor número de actividades, reduciendo la retribución a la distribución y el transporte, reducción de la producción y retribución del carbón, consideración de los autoconsumidores como consumidores y no generadores, mejorar el sistema de retribuciones a sistemas insulares y extrapeninsulares.

Con el Real Decreto 20/2012 se toman medidas para mayor estabilidad presupuestaria y fomentar la competitividad. Se reduce más todavía la retribución al transporte y se suprime la revisión trimestral de los peajes de acceso.

En diciembre de 2012 se aprueba la Ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, en la que se crean nuevos impuestos sobre la producción energética y producción y almacenamiento de residuos nucleares.

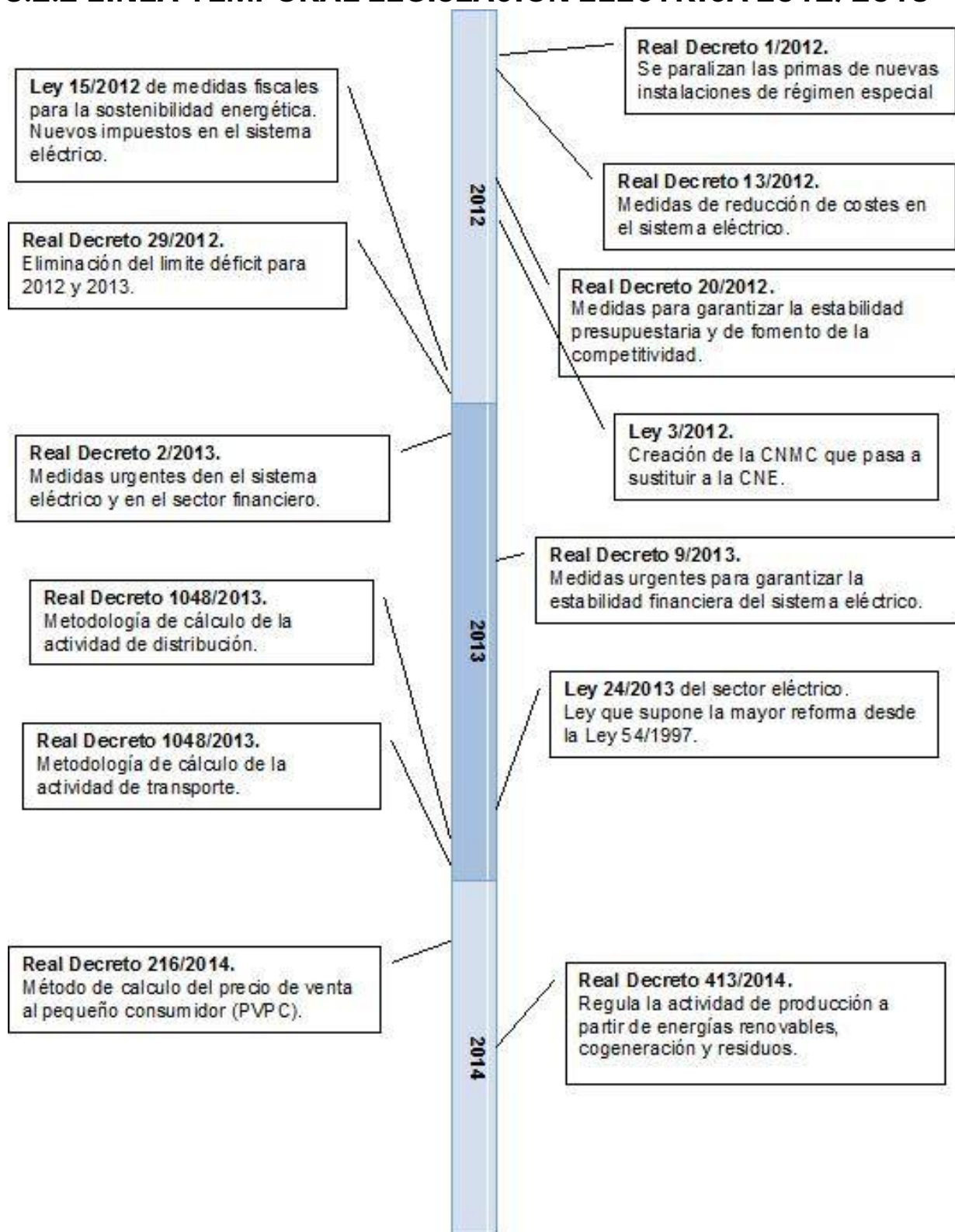
La Ley 17/2013 referente a los Presupuestos Generales de Estado suspende el método de retribución a los costes insulares y extrapeninsulares y estos serán sufragados con la tarifa eléctrica.

La última medida tomada en 2012 es el Real Decreto 29/2012 en el que se anula el límite de déficit de la tarifa eléctrica que normativas anteriores habían fijado en 1500 para 2012 y 0 para 2013 y se suprime la prima a las instalaciones de régimen especial que incumpliesen los requisitos para inscribirse.

La primera medida tomada en 2013 es el Real Decreto 2/2013 de medidas urgentes en el Sistema eléctrico y el sector financiero en el que se endurecen aun más las medidas contra el régimen especial, teniendo que elegir estas entre vender su electricidad en el mercado o en tarifa regulada, además se suprime la prima que existía hasta el momento y se fija una tarifa regulada para estas instalaciones.

El 13 de Julio se publica el Real Decreto 9/2013 por el que se toman medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Entre otras medidas se cambia el sistema de retribución del régimen especial, percibiendo ahora este régimen los ingresos de su participación en el mercado más una retribución extra si de esta manera no cubren todos sus costes. Se financian parte de los gastos del suministro penínsulas con los Presupuestos Generales de Estado. El coste del Bono Social lo tienen que asumir ahora las matrices de las sociedades verticalmente integradas en las actividades del sector eléctrico. Se pueden hacer revisiones de los peajes de acceso por parte del gobierno cada 3 meses.

3.2.2 LINEA TEMPORAL LEGISLACION ELÉCTRICA 2012/2013



3.2.3 NUESTRA LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO: LEY 24/2013⁶

A finales de 2013 se publica la nueva Ley del sector eléctrico, Ley 24/2013, la cual se hacía necesaria después de los numerosos cambios que se han ido produciendo desde la publicación de la ley de sector de 1997. Las principales motivaciones para acometer la publicación de una nueva ley son las siguientes:

- La publicación de numerosas Leyes y Reales Decretos referidos al sector eléctrico publicados desde el año 1997 y principalmente desde el año 2012, hacen necesario realizar una recopilación para simplificar la normativa del sector.
- La Ley 54/1997, eficaz en numerosos apartados, había provocado sin embargo una inestabilidad financiera que era necesario solucionar, provocando el crecimiento de un déficit insostenible debido al desequilibrio entre costes del sistema y precios regulados.
- El periodo comprendido desde 1997 hasta la actualidad se trata de un periodo demasiado largo en un sector como el eléctrico, produciéndose cambios tanto por la evolución tecnológica en el sector, como por la evolución económica y social del propio país. Concretando más nos podemos referir al crecimiento de las energías renovables, altas inversiones en transporte y distribución, crecimiento del mercado mayorista, etc.

En la nueva ley el sector eléctrico es denominado como servicio de interés económico general, en lugar de la antigua denominación de interés económico esencial y sus principales características son las siguientes.

Equilibrio financiero.

Se toman medidas para evitar el desajuste entre costes del sistema e ingresos, estableciendo la financiación de cualquier coste del sistema mediante una partida de ingresos equivalente. Para ello se establece una previsión de la evolución de los costes para los próximos 6 años. Si aun así se produce desfase no se permite superar un déficit de más del 2% de los

⁶ Fuentes: [22], [23], [24]

ingresos estimados de cada ejercicio y más del 5% de la deuda acumulada. Dependiendo de si se cumplen los límites se dan los siguientes casos:

- Se cumplen los límites: No se produce modificaciones en los peajes de acceso y cargos.
- No se cumplen los límites: Los peajes de acceso y cargos serán revisados.

Los costes son financiados por lo tanto por todos los sujetos a través de los peajes y otros cargos, además de poderse destinar partidas de los Presupuestos Generales del Estado y no solo por los grandes operadores como hasta ese momento, que asumían el déficit y lo cedían al Fondo de Titulación de Déficit del Sistema. La cesión del déficit al fondo correspondiente traía como consecuencia unos intereses desorbitados, por lo que dicha actividad queda prohibida con la nueva ley. En el caso de producirse superávit se destinara a financiar desajustes de años anteriores y no se permite revisar los peajes de acceso y otros costes a la baja en el caso de que siga existiendo deuda de años anteriores.

Peajes y otros costes.

En el apartado anterior, nos referíamos a las partidas que existen en las tarifas para financiar los costes del sistema, como peajes de acceso y otros costes, esto es debido a que la nueva ley hace una distinción entre peajes de acceso, que son los pagos realizados para cubrir los costes de la red de transporte y distribución y los cargos, que son pagos para financiar otros costes de las actividades del sistema que en la anterior ley del sistema eléctrico se incluían dentro de los peajes de acceso.

Subvenciones.

A la hora de asignar retribuciones a las distintas tecnologías de generación se distinguía entre régimen ordinario y régimen especial. Con la nueva ley se pone fin a esta distinción, teniendo únicamente ciertas consideraciones con el antiguo régimen especial, para permitir a dichas tecnologías adaptarse y competir en igualdad de condiciones, pero recibiendo la mayor parte de su retribución de la participación en el mercado como la generación de régimen

ordinario, teniendo un régimen retributivo especial en sus actividades de transporte, distribución y producción que les permita cubrir los costes que no pueden recuperar en el mercado, pero sin los privilegios de épocas anteriores. Para repartir las retribuciones que garantizan la igualdad de competencia al régimen especial, se toma como referente una empresa eficiente y bien gestionada mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio Español. Los parámetros retributivos serán revisados cada 6 años para actividades que requieran una regulación especial. Por otra parte las actividades relacionadas a dar servicio a los territorios extrapeninsulares pueden recibir retribuciones adicionales correspondientes a la diferencia de los costes de inversión y explotación de la actividad y los ingresos de la misa por su singular ubicación.

Autoconsumo.

Se desarrolla un marco normativo específico para esta actividad en plena expansión y entre otras medidas se exige contribuir a este tipo de consumidores a la financiación de los costes del sistema en las mismas condiciones que el resto, suponiendo una medida polémica debido a que el uso que hacen de la red es muy distinto y aparentemente se ven obligados a financiar servicios de los que no hacen uso.

Consumidores y tarifa eléctrica.

- Se produce mayor regulación en la relación entre empresas comercializadoras y consumidores, estableciéndose un marco general de contrataciones que establece los derechos y obligaciones de cada parte. Hay mayor protección de los consumidores ante posibles métodos de venta abusivos, pueden cambiar de suministrador sin costes adicionales y deben recibir una información comprensible y transparente.
- Se crea el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), que sustituye a la antigua TUR y consiste en un precio máximo que podrán cobrar los comercializadores a los consumidores de baja tensión con potencias menores de 10kW
- Tarifa de Último Recurso: Antiguamente llamada Bono Social, es la tarifa cobrada a consumidores considerados vulnerables.

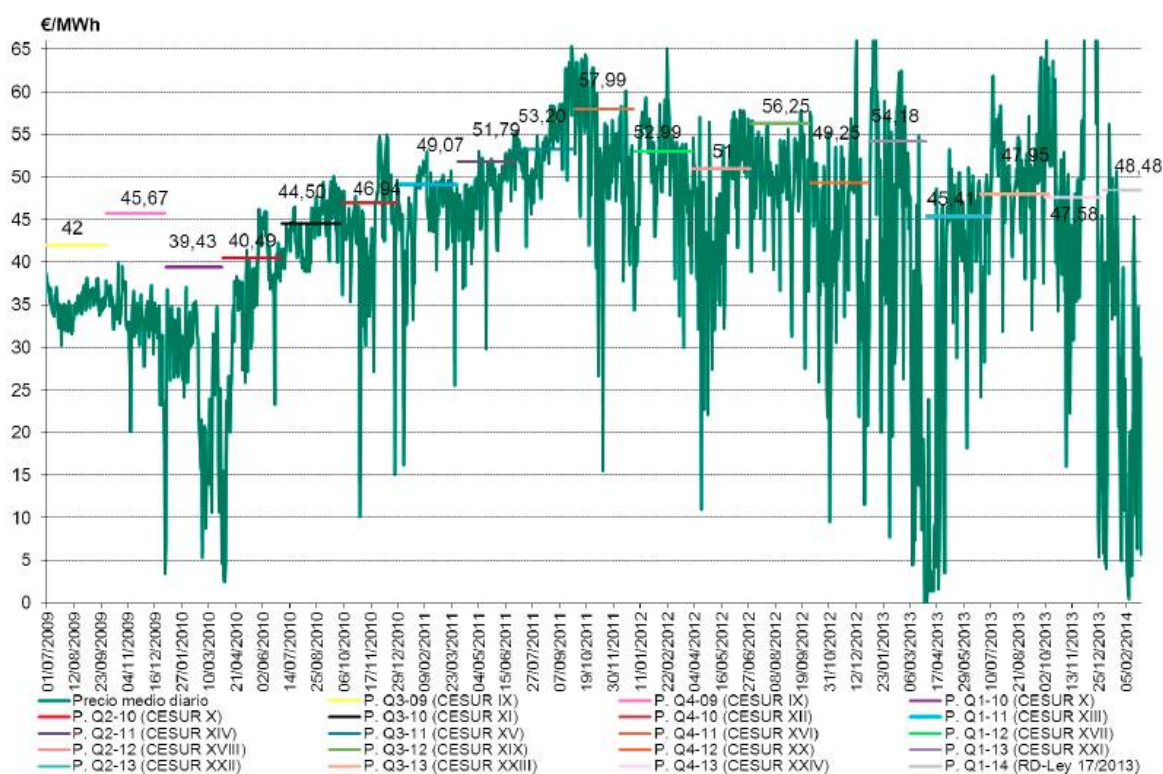
3.3 PEQUEÑOS CONSUMIDORES

A continuación pasamos a analizar la tarificación eléctrica a los pequeños consumidores, en los cuales nos vamos a centrar en el presente proyecto, que a diferencia de los grandes consumidores que pueden acudir al mercado eléctrico de manera directa o a través de un comercializador de mercado libre, habitualmente contratan la electricidad a través de unos comercializadores asignados especialmente para dar servicio a este tipo de clientes. Dentro de los pequeños consumidores incluiríamos a los consumidores domésticos y a las pequeñas empresas con potencias contratadas inferiores a los 10 Kw, permaneciendo conectados a tensión inferior a los 1000kV.

3.3.1 DEL TUR AL PVPC⁷

Con la liberalización del mercado, tras un proceso de implantación escalonada del mercado libre, se van eliminando las tarifas integrales de electricidad existentes en el Marco Legal Estable, ofreciendo a los pequeños clientes dos opciones a la hora de contratar su electricidad, escoger una oferta comercial en el mercado libre o acogerse a una tarifa regulada por la administración suministrada por los llamados comercializadores de último recurso (CUR), la conocida como tarifa de último recurso (TUR). La tarifa de último recurso constaba de dos términos principales, uno fijo y otro variable. El término variable era fijado principalmente por una subasta trimestral organizada por el operador del mercado a la que acudían los vendedores eran agentes financieros y de trading de toda Europa. El resultado de la subasta era un contrato financiero que se liquidaba por las diferencias del Mercado Diario.

⁷ Fuentes: [25], [28]



Fuente: CNMC a partir de RD-Ley 17/2013, OMIE y Organizador de las Subastas

Figura 3: Precios alcanzados en las últimas subastas CESUR. Fuente: CNMC

Este mecanismo permitía a los CUR asegurarse el precio de compra, siéndoles posteriormente indiferente los precios del mercado diario, trasladando este precio de compra directamente a los consumidores. El mecanismo no resultaba satisfactorio a la hora de proporcionar los precios más competitivos a los consumidores como podemos observar en la siguiente gráfica en la que se muestra la diferencia entre el precio negociado en las subastas CESUS y el que se habría obtenido acudiendo directamente al mercado eléctrico.

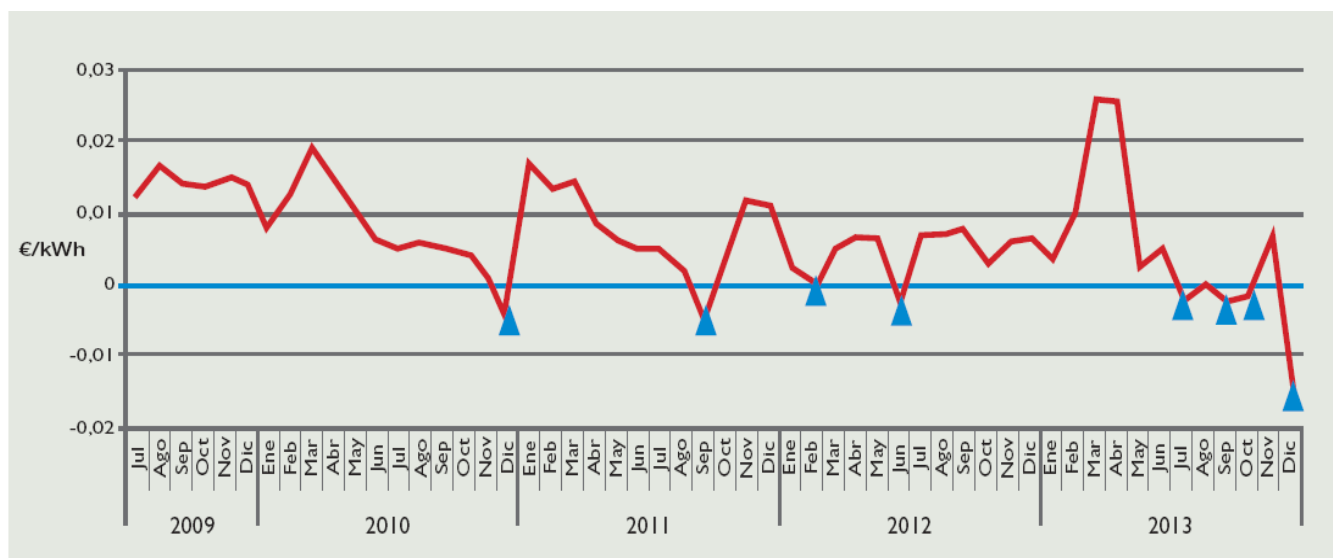


Figura 4: Comparación precio electricidad subasta CESUR con precios mercado. Fuente: Revista anales de mecánica y electricidad.

En el gráfico se observa que el precio de las subastas CESUR excede en la mayor parte de los casos al de los del mercado. Es evidente que era necesario un cambio hacia un modelo más eficiente en el que los clientes pagasen un precio justo por la energía que consumen, en esta situación el 19 de diciembre de 2013 se produce el detonante que obligo al gobierno a tomar medidas drásticas, la última subasta del CESUR en la que se compra la electricidad a un precio extremadamente elevado y que iba a provocar una subida de la tarifa eléctrica superior a la de años anteriores en una situación de crisis económica como la que nos encontrábamos. De este modo el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MINETUR) anulo la última subasta realizada pasando mediante la firma del Real Decreto Ley 24/2013 de 26 de diciembre a sustituirse la TUR por el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), en el cual se pasa a fijar el precio de la tarifa en base al precio horario del mercado diario y se cambia la denominación de los siguientes términos con respecto a la normativa anterior.



Figura 5: Cambio de nombres al pasar de la TUR al PVPC. Fuente: elaboración propia.

3.3.2 ALTERNATIVAS DE CONTRATACIÓN DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA POR LOS PEQUEÑOS CONSUMIDORES.

El 28 de marzo de 2014 se publica el Real Decreto 216/ 2014 en el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor y su régimen jurídico de contratación. Según lo publicado en este decreto y la anterior Ley 24/2013, se puede comprobar la existencia de tres alternativas a la hora de contratar la electricidad para los consumidores con potencias contratadas no superiores a los 10 kW:

- Precio voluntario para el pequeño consumidor:

Tarifa ofrecida por las COR calculada en base a los precios del mercado diario, que como se ha mencionado anteriormente sustituye a la antigua TUR y cuyas características se desarrollan en apartados posteriores.

- Oferta a precio fijo:

Tarifa ofrecida como alternativa al PVPC por las COR por obligatoriedad de las normativas vigentes, que mantiene un precio fijo a lo largo del año.

- Contrato con comercializadores libres:

Las condiciones de contratación son las establecidas entre las partes.

OFERTA A PRECIO FIJO.

Según la normativa todas la comercializadoras de referencia (COR) están obligadas a realizar una oferta alternativa al PVPC a los consumidores con derecho a dicho precio en la que se establece un precio fijo para un año. Cada comercializador publica una única oferta en cada momento publicándola previamente en la web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Según el Real Decreto 216/2014, la oferta de un precio fijo anual debe tener las siguientes condiciones:

- Debe recoger los siguientes conceptos:
 - Precio que corresponda a los peajes de acceso y otros costes que sean de aplicación al suministro
 - Precio por el resto de costes del suministro eléctrico que será fijo durante el año.

- Será de aplicación a cualquier consumidor con derecho PVPC.
- Deberá recoger el importe final.
- No incluirá ningún otro producto o servicio
- El precio para el resto de costes del suministro solo se podrá revisar pasado un año.
- Al finalizar el contrato, de no mediar directamente el consumidor puede tomar una de las siguientes dos opciones:
 - Acoger al consumidor en el PVPO.
 - Renovar la oferta de precio fijo.
- Las ofertas de precio fijo deben indicar las posibles penalizaciones en el caso de rescindir el contrato antes de su finalización.

3.4 PRECIO VOLUNTARIO PARA PEQUEÑO CONSUMIDOR (PVPC)⁸

El precio voluntario para el pequeño consumidor básicamente lo podemos definir como la tarifa ofrecida por los comercializadores de referencia a un precio máximo regulado por el estado a los pequeños consumidores con potencias contratadas inferiores o iguales a los 10kW en suministros de baja tensión (<1kV), siendo la mayor parte de estos consumidores domésticos. A pesar de contar con otras opciones, la mayor parte de los consumidores domésticos se acogen a esta tarifa, siendo la más extendida en este perfil de usuarios, por lo que la legislación con respecto a ella es de suma importancia para el gobierno debido a sus consecuencias electorales. De esta manera el PVPC fue creado con el propósito de pagar un precio justo por la electricidad consumida que mejorase el anterior sistema de facturación. Los PVPC se determinan a partir del peaje de acceso asociado a cada punto de suministro, en este caso los peajes de acceso que corresponden en baja tensión a clientes con potencias contratadas no superiores a 10kW son las 2.0 (2.0 A, 2.0 DHA y 2.0 DHS) y están compuesto por un término de potencia, un término de energía del peaje de acceso y un término correspondiente al coste horario de la energía.

3.4.1 COSTE HORARIO DE LA ENERGÍA [7]

Como se ha indicado anteriormente, el principal cambio producido en el cambio de la TUR al PVPC está en el cálculo de los costes de producción de la energía, pasando a determinarse según los resultados del pool de los mercados mayoristas diario e intradiario. El precio resultante del pool se indexa para dar como resultado un precio distinto para cada día y cada hora del año, razón por la cual popularmente se llama a PVPC factura por horas. Diariamente REE publica en su web los resultados indexados del Pool para que los usuarios podamos comprobar el precio que estamos pagando por nuestra electricidad en cada momento. A continuación vemos un ejemplo del gráfico publicado para el 12 de agosto de 2015:

⁸ Fuentes: [25], [26], [27], [8]

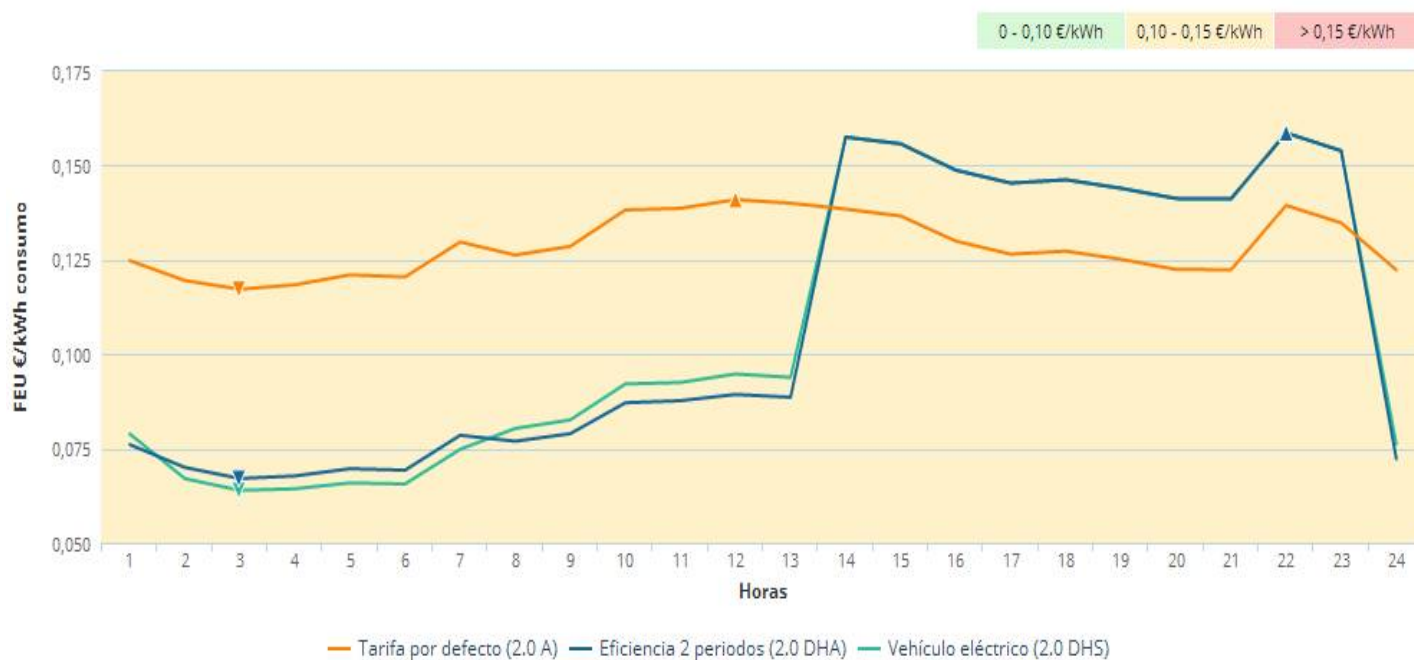


Figura 6: Grafico del coste horario de la energía. Fuente: REE

Para poder facturar correctamente según es sistema de precio por horas, es necesario poseer una tecnología acorde, capaz de realizar esa función la cual no está totalmente implantada en el territorio español, por lo que según la tecnología que cada usuario tiene instalada se pueden dar dos situaciones a la hora de facturar:

- Consumidores con equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión y efectivamente integrados en los correspondientes sistemas:



Figura 7: Contador eléctrico de telemedida y telegestión. Fuente: domobiotik.blogspot.com]

La facturación se realizará por el COR correspondiente, según las lecturas reales de cada hora y de forma remota gracias a la tecnología de los nuevos contadores, permitiendo de esta manera que los consumidores paguen el coste real de la energía que están consumiendo en cada instante y por lo tanto, pagar el precio correspondiente a sus comportamientos habituales como consumidor. Esto se tendrá en cuenta en las facturas a partir del 1 de octubre de 2015.

- Consumidores sin equipos de con capacidad para telemedida y telegestión.



Figura 8: Contadores electrónicos analógicos. Fuente: descubrelaenergía.fundacióndescubre.es

El gran problema que surge al implantar el PVPC es el de la tecnología de medición del consumo. A principios de 2014 la mayor parte de los contadores eran antiguos, analógicos e incapaces de recoger el consumo por cada hora y tan solo se recoge el consumo realizado entre dos periodos demasiado espaciados en el tiempo. Para solucionar este problema existe un plan de sustitución de contadores para los próximos años que consta de las siguientes fases [CNMC]:

- Antes del 31 de diciembre de 2014 deberá sustituirse un 35% del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora.
- Entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2016 deberá sustituirse un 35% del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora.

- Entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2018 deberá sustituirse un 30% del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidor

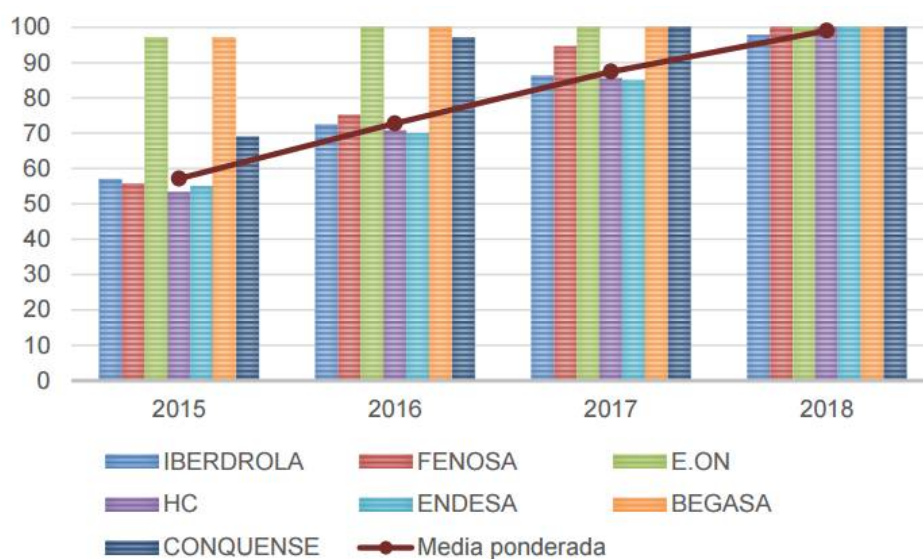


Figura 9: Gráfico de la previsión en la sustitución de contadores. Fuente: CNMC.

Hasta que los nuevos contadores sean implantados por completo, existe una alternativa para facturar a los consumidores acogidos al PVPC, consistente en unos perfiles estándar de utilización de la energía calculados por REE según el comportamiento de los usuarios en años anteriores. Estos perfiles son iguales para todos los usuarios pertenecientes a una misma tarifa de acceso, a continuación vemos una sección publicada en el BOE con los precios para el día 1 enero de 2015.



BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO



Núm. 315

Martes 30 de diciembre de 2014

Sec. I. Pág. 106729

ANEXO III

Perfiles iniciales 2015

Mes	Día	Hora	$p^{a,0}_{m,d,h}$	$p^{b,0}_{m,d,h}$	$p^{c,0}_{m,d,h}$	$p^{d,0}_{m,d,h}$	Demanda de Referencia 2015 (MW)
1	1	1	0,000115878404	0,000247710268	0,000066654748	0,000157644413	28.261
1	1	2	0,000094882423	0,000229797135	0,000064152272	0,000160973585	25.547
1	1	3	0,000081414535	0,000212266655	0,000062623722	0,000154651370	23.420
1	1	4	0,000073884467	0,000200017045	0,000062016043	0,000146661058	22.036
1	1	5	0,000070019122	0,000196600592	0,000061753395	0,000140088916	21.154
1	1	6	0,000069433692	0,000205341599	0,000064841408	0,000139092813	20.626
1	1	7	0,000072337661	0,000207977916	0,000073531227	0,000144955404	20.487
1	1	8	0,000077932856	0,000202349334	0,000090099269	0,000154483388	20.353
1	1	9	0,000090075906	0,000146710918	0,000102962962	0,000101791257	20.568
1	1	10	0,000114202472	0,000124051207	0,000132516657	0,000059118616	21.803
1	1	11	0,000139034448	0,000130685048	0,000138129513	0,000062997761	24.129
1	1	12	0,000152095748	0,000119815002	0,000135795350	0,000066043923	25.673
1	1	13	0,000156836019	0,000088573941	0,000130837853	0,000063047909	26.214
1	1	14	0,000159172846	0,000088954858	0,000094007107	0,000060162656	26.491
1	1	15	0,000159630267	0,000087873712	0,000078141778	0,000059262931	26.367
1	1	16	0,000145858928	0,000078316623	0,000077427455	0,000061086544	25.662
1	1	17	0,000138505063	0,000075039503	0,000082365489	0,000054534520	25.394
1	1	18	0,000140894826	0,000078754548	0,000088879940	0,000051793686	25.841
1	1	19	0,000157701961	0,000144122497	0,000096437155	0,000136610689	28.832
1	1	20	0,000169178697	0,000187718114	0,000097691286	0,000218879775	30.625
1	1	21	0,000179409520	0,000192151409	0,000093394938	0,000214477782	31.474
1	1	22	0,000180780434	0,000197212089	0,000087984484	0,000211136272	31.940
1	1	23	0,000160270407	0,000241366857	0,000078011043	0,000180793014	31.138
1	1	24	0,000133010028	0,000252464025	0,000069808152	0,000175307216	29.839

Tabla 4: Perfiles para el cálculo de PVPC. Fuente: BOE.

En el BOE podemos ver un coeficiente distinto para cada una de las horas del día, los cuales serán aplicados en las formulas correspondientes para el cálculo del PVPC, perteneciendo cada una de las calumas de coeficientes a una tarifa de acceso distinta según lo siguiente:

- p^a : Tarifas de acceso 2.0A y 2.1A.
- p^b : Tarifas de acceso 2.0 DHA y 2.1 DHA.
- p^c : Tarifas de acceso 3.0 A y 3.1 A.
- p^d : Tarifas de acceso 2.0 DHS y 2.1 DHS.

3.4.2 CALCULO PVPC [8]

ESTRUCTURA DEL PVPC:

Termino de potencia:

El termino de potencia (TPU) en €/kW y año, será el termino de potencia del peaje de acceso y cargos más el margen de comercialización. La fórmula de cálculo es la siguiente.

$$TPU = TPA + MCF$$

TPU: Termino de potencia del PVPC

TPA: Termino de potencia del peaje de acceso y cargos de aplicación al suministro.

MCF: Margen de comercialización.

Termino de energía:

El termino de energía en el periodo p (TEUp) en €/kWh, será el termino de energía del peaje de acceso correspondiente y cargos. La fórmula de cálculo es la siguiente:

$$TEUp = TEAp$$

p: Periodo tarifario.

TEUp: Termino de energía de PVPC en el periodo p

TEAp: Termino de energía del peaje de acceso y cargos expresado en €/kWh en el periodo p.

Termino de coste horario de energía (TCUh):

Está ligado al coste de producción según la siguiente fórmula:

$$TCUh = (1 + PERDh) \times CPh$$

TCUh: Término de coste horario de energía del PVPC en cada hora, expresado en euros/kWh.

CPH: Coste de producción de la energía suministrada en cada hora expresado en €/kWh

PERDh: Coeficiente de pérdidas del peaje de acceso en la hora h.

Componentes a facturar:

Término de facturación de potencia (FPU).

Sera el resultado del producto entre el TPU cuyo cálculo se indicaba en un punto anterior y la potencia a facturar en kW:

$$FPU = TPU \times Pot$$

FPU: Término de facturación de potencia expresado en €

TPU: Término de potencia expresado en €/kW y año

Pot: Potencia contratada.

Para calcular correctamente el FPU, habrá que calcularlo de forma proporcional al periodo a facturar, por lo que el TPU expresado en €/kW y año, habrá que multiplicarlos por el número de días a facturar dividido por el número de días totales en un año.

Término de facturación de energía activa (FEU).

Con equipo de medida con capacidad para telemedida y telegestión.

$$FEU = \sum_{\text{Periodo facturación}} [(Ep \times TEUp) + \sum_{h \in p} (Eph \times TCUh)]$$

Ep: Energía consumida en el periodo tarifario p expresada en kWh.

Eph: Energía consumida en la hora h del periodo tarifario p, expresada en kWh.

TEUp: Término de energía de PVPC en el periodo p expresado en €/kWh.

TCUh: Precio del término de coste horario de energía en cada hora expresado en €/kWh.

Sin equipo de medida con capacidad para telemedida y telegestión.

$$FEU = \sum_{\text{Periodo facturación}} Ep \times \left(TEUp + \frac{\sum_{h \in p} (TCUh \times ch)}{\sum_{h \in p} ch} \right)$$

Ep: Energía consumida en el período tarifario p expresada en kWh.

TEUp: Termino de energía de PVPC en el periodo p expresado en €/kWh.

TCUh: Precio del término de coste horario de energía en cada hora expresado en €/kWh

ch: coeficiente horario del perfil de consumo ajustado de la hora h.

Determinación del coste de producción de la energía (CPh):

El coste de producción de la energía en el PVPC tiene un valor diferente para cada hora del día y la fórmula de cálculo es la siguiente:

$$CPh = (Pmh + SAh + OCh)$$

h: hora del periodo a facturar.

Pmh: Precio medio horario a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora ha del periodo tarifario p.

Sah: Costes correspondientes a los servicios de ajuste del sistema del correspondiente periodo.

OCh: Otros costes correspondientes al periodo como pago por servicios al operador del mercado y de sistema, pagos por capacidad y servicio de interrumpibilidad.

Precio medio horario (Pmh):

Se obtiene a partir de los resultados del mercado diario e intradiario según la fórmula de cálculo siguiente.

$$P_{mh} = \frac{PMDh \times EMDh + \sum_n (PMIh,n \times EMIh,n)}{EMDh + \sum_n EMIh,n}$$

PMDh: Precio marginal del mercado diario en cada hora h.

EMDh: Energía casada en el mercado diario en cada hora h.

PMIh,n: Precio marginal en la hora h de la sesión n del mercado intradiario.

n: Cada una de las sesiones del mercado intradiario que sean consideradas para el cálculo del Pmh.

EMIh,n: Energía casada en la hora h de la sesión n del mercado intradiario.

Coste de los servicios de ajuste del sistema (Sah):

$$SAh = PMASh + CDSVh$$

PMASh: Precio horario de todos los servicios de ajuste del sistema.

CDSVh: Coste de los desvíos horarios por MWh consumidos de los COR.

Otros costes asociados al suministro (OCh):

$$OCh = CCOMh + CCOSh + CAPH + INTh$$

CCOMh: Costes de financiación del Operador del Mercado, OMIE, expresado en €/MWh

CCOSh: Costes de financiación del Operador del Sistema, REE, expresado en €/MWh.

CAPH: Pago de los mecanismos de capacidad de generación expresado en €/MWh.

INTh: Coste de financiación del servicio de interrumpibilidad expresado en €/MWh.

IMPUESTOS Y ALQUILER DE CONTADORES DEL PVPC.

A parte de los cargos ya señalados, hay que añadir a la factura del PVPC los correspondientes impuestos designados por ley, además de un pequeño

regargo por el alquiler de los contadores que son propiedad de las compañías eléctricas y no de los usuarios. Los cargos son los siguientes:

- Impuesto especial sobre la electricidad:
Forma parte de la financiación de las comunidades autónomas. El tipo impositivo es del 4,8964% y la base imponible está constituida por el resultado de multiplicar por el coeficiente 1,05113 el importe conjunto del coste de producción, el peaje de acceso y otros cargos y el margen de comercialización
- Alquiler de contadores: En el caso de que el contador no sea de la propiedad del usuario, hay que pagar un importe de 0,54 euros al mes en el caso de viejos contadores analógicos y 0,81 euros al mes para quienes tengan instalados los nuevos contadores con telemedida y telegestión.
- Impuesto sobre el valor añadido (IVA).
En el caso de la electricidad el IVA a aplicar es del 21% y la base imponible incluye todos los anteriores elementos de la factura, incluido el impuesto sobre la electricidad y el alquiler de contadores.

MARGEN DE COMERCIALIZACIÓN.

Este componente es aplicado únicamente a los consumidores acogidos al PVPC. Corresponde a una retribución con la que se compensa a los COR por los costes que suponen los procesos de gestión de los clientes. Es fijado administrativamente y suele suponer un porcentaje muy pequeño con respecto al precio total de facturación. El 1 de julio de 2009 se fijó un valor de 4€/kW contratado al año lo que suele suponer para un cliente medio no más de 15 € anuales. Este coste debe compensar los gastos realizados por las COR en la atención, cobro y facturación de los clientes, además de la gestión la tarifa de último recurso (TUR), anteriormente conocida como bono social. Su valor no cambia desde 2009

3.4.3 EJEMPLO DE FACTURA PVPC.

gasNatural fenosa

Gas Natural S.U.R. A-65.067.332
Plaça del gas, nº1 08003 Barcelona

DATOS DE LA FACTURA DE ELECTRICIDAD

IMPORTE FACTURA: 111,67 €

Nº factura: 01150510692384

Periodo de consumo
16 de marzo de 2015 a 08 de mayo de 2015

Fecha cargo/fecha límite de pago
22 de mayo de 2015

FACTURA RESUMEN

Por potencia contratada	20,15 €
Por energía consumida	66,57 €
Impuesto electricidad	4,43 €
Alquiler equipos de medida y control	1,14 €
Impuesto aplicado (21%)	19,38 €

TOTAL IMPORTE FACTURA: 111,67 €

CALLE [REDACTED]
45300 - OCAÑA
TOLEDO OCAÑA

INFORMACIÓN DEL CONSUMO ELÉCTRICO

Consumo en el periodo De 0h a 24h	
Lectura anterior real 16/marzo/2015	77.324 kWh
Lectura actual real 08/mayo/2015	77.881 kWh
Consumo en el periodo *	557 kWh

(*) Para confirmar que su consumo está bien facturado, introduzca los datos de consumo en el periodo, fechas de lectura y potencia contratada (marcados en color) en la herramienta publicada en la página web de la Comisión Nacional de Competencia y los Mercados www.enmc.es

Su consumo medio diario en el periodo facturado ha sido de 1,26 €.
Su consumo medio diario en los últimos 14 meses ha sido de 1,29 €.
Su consumo acumulado del último año ha sido de 4.443 kWh.

DATOS DEL CONTRATO

Titular: JESUS [REDACTED] NIF: [REDACTED]

Dirección de suministro: CALLE [REDACTED] 45300 OCAÑA (TOLEDO)

TIPO DE CONTRATO: PVPC.

TIPO DE CONTADOR: Sin contador inteligente efectivamente integrado en el sistema de telegestión. Facturación con perfil promedio del periodo de facturación.

Peaje de acceso: 2.0A Potencia contratada: 3,3 kW

Referencia del contrato de suministro (Gas Natural Comercializador de Referencia): 903309123523

Referencia del contrato de acceso (DISTRIBUCIÓN UNIÓN FENOSA): 903390876476

Fecha final contrato: 06 de marzo de 2016 (renovación anual automática)

Fecha emisión factura: 15 de mayo de 2015

Código unificado de punto de suministro CUPS: ES0022000007100242FZ1P

Atención al cliente (Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.): 900.100.259 (gratuito)

Reclamaciones (Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.): 900.100.259 infoweb@gasnaturaalfenosa.com

Averías y Urgencias (DISTRIBUCIÓN UNIÓN FENOSA): 900.333.999 (gratuito)

Dirección postal reclamaciones (Gas Natural Comercializador de Referencia): Plaça del gas, nº1 08003 Barcelona

Para reclamaciones sobre el contrato de suministro o facturaciones, podrá dirigirse a la Consejería de Fomento (órgano competente en materia de la energía) de la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha en el teléfono 925.274.552 o a través de su página web www.castillalamancha.es. Adicionalmente, en el caso de tratarse de una persona física, podrá dirigirse a la Consejería de Sanidad y Asuntos Sociales - Consumo (órgano competente en materia de consumo) de la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha en el teléfono 925.267.099 o a través de su página web www.castillalamancha.es.

Forma de pago: Domiciliación

Entidad: CAJA CASTILLA-LA MANCHA

IBAN: ES85 2105 0022 4800 **** *

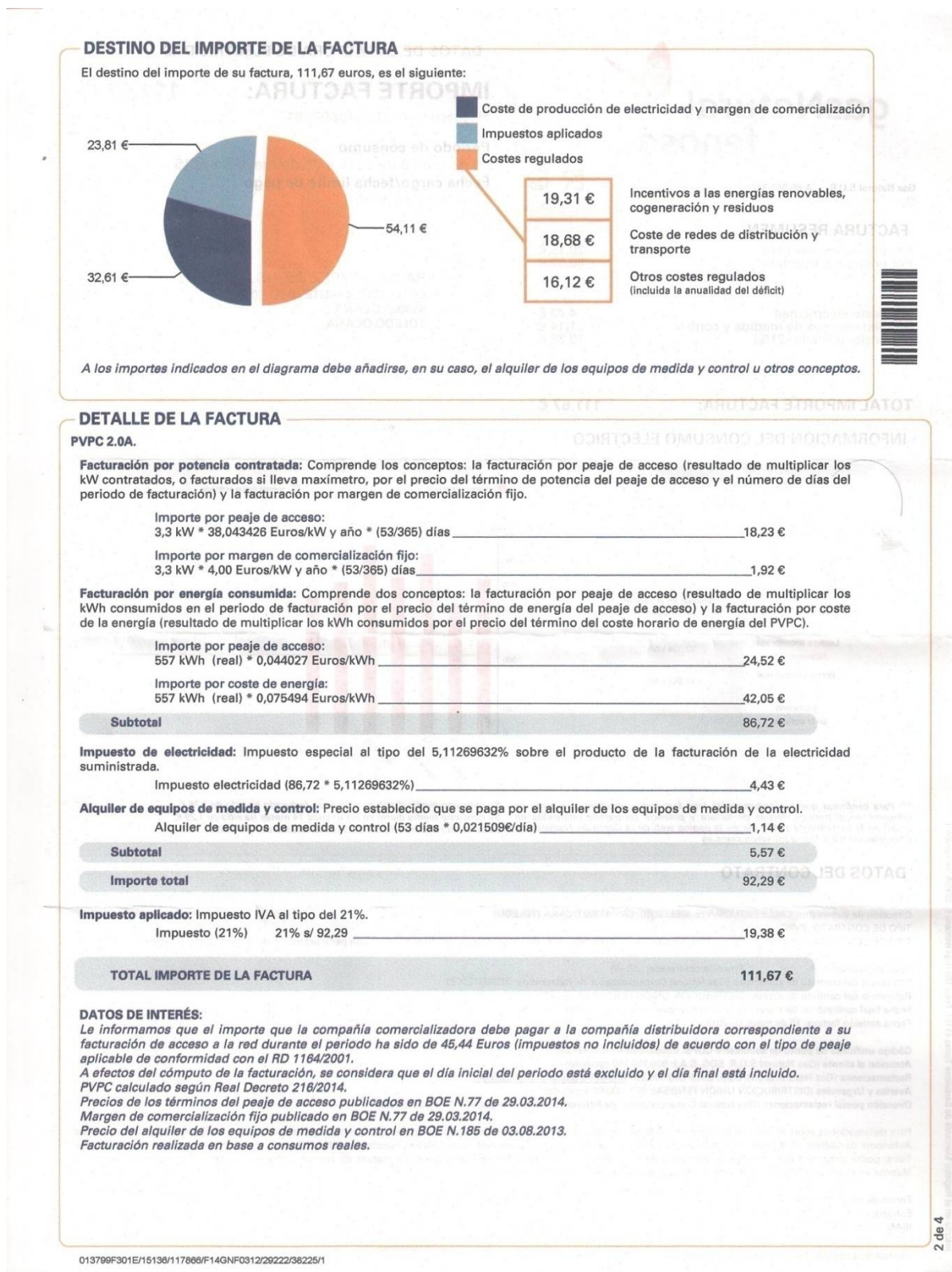
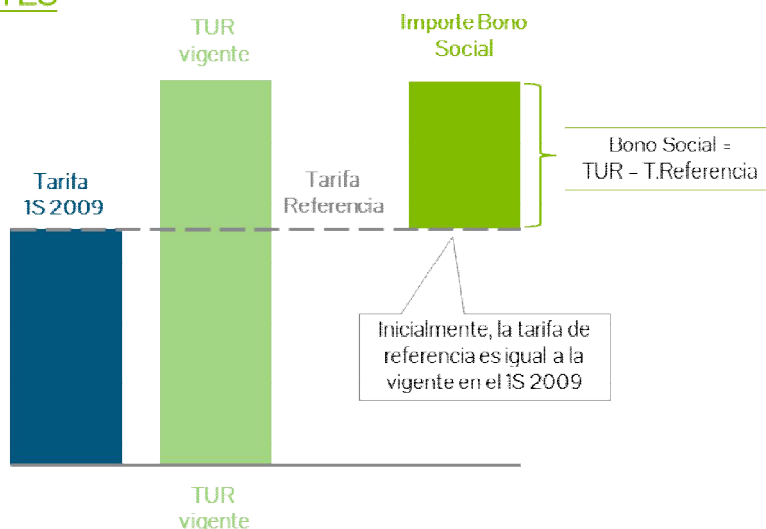


Figura 10: Tarifa eléctrica. Fuente: propia

3.4.4 TARIFA DE ULTIMO RECURSO A CLIENTES VULNERABLES (antiguo bono social)

Dentro de los clientes dados de alta en el PVPC, hay un determinado sector al que se le aplica unos precios especiales por su condición de vulnerables, es decir, clientes a los que por su situación les puede resultar complicado pagar el precio habitual por la energía y por ello se le aplican medidas de protección que le proporcionan un descuento en la factura. Hasta la publicación del Real Decreto 216/2014, a las medidas de protección para los clientes vulnerables se las denominaba Bono Social, a partir de la publicación del citado real decreto, pasa a denominarse Tarifa de Último Recurso para clientes vulnerables, no confundir con la antigua TUR sustituida por el PVPC. El llamado Bono Social consistía en la congelación de los precios de la tarifa desde 2009, siendo asumida la diferencia de las diferentes subidas anuales en un primer momento por algunas empresas de generación designadas y posteriormente por los peajes de acceso. La actual TUR para clientes vulnerables consiste en aplicar un descuento del 25% a los clientes con derecho a acogerse a esta tarifa sobre el PVPC, no pudiéndose acoger por lo tanto este tipo de clientes a un precio fijo o acudir al mercado libre para recibir su suministro eléctrico y el coste de la misma será asumido según la Ley 24/2013 por " las matrices de los grupos de sociedades, o en su caso, por las sociedades que desarrollen simultáneamente las actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica".

ANTES



AHORA

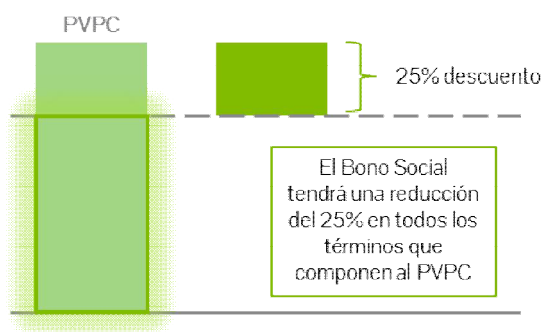


Figura 11: Tarifa de último recurso a clientes vulnerables. Fuente: Energía y sociedad.

Cuantificación del bono social. Energía y sociedad.

Los clientes considerados vulnerables que tienen derecho a acogerse a la TUR son los siguientes:

- Clientes con potencias contratadas inferiores a los 3kW
- Ser pensionista con prestaciones mínimas según su caso, entre los que se encuentra los mayores de 60 años que reciban pensión por jubilación de la Seguridad Social, por incapacidad permanente y viudedad.
- Ser familia numerosa
- Ser familia con todos los miembros situación de desempleo.

3.5 COMPONENTES DE MERCADO DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD. MERCADO MAYORISTA.

Los mercados mayoristas son un conjunto de metodologías por las cuales productores y consumidores acuerdan un precio y unas cantidades de energía a intercambiar, generándose a sí el precio de la componente no regulada de la electricidad. Para ello hay una serie de procedimientos en los cuales se debe dar como resultado que aquellos productores dispuestos a generar al menor precio, abastezcan a aquellos consumidores dispuestos a pagarlo, todo ello limitado por las condiciones del sistema eléctrico en el que la práctica imposibilidad de almacenar energía hace que generación y consumo deban ajustarse a un mismo momento.

Los participantes en estos mercados son los conocidos como unidades de mercado y dentro de este calificativo distinguiremos entre productores y consumidores cualificados.

Una unidad de producción se refiere normalmente a una unidad física dentro de una central generadora, de tal manera que si una central tiene varias turbinas produciendo, cada una de esas turbinas se considerara una unidad productora independiente a la hora de acudir a los mercados, salvo en centrales donde cada componente generadora sea demasiado pequeña y acuda formando conjunto, por ejemplo en centrales eólicas o solares.

Dentro de los mercados mayoristas podríamos distinguir dos grandes mercados:

- **Mercado a plazos.**
Productores y consumidores acuerdan los precios de la electricidad mediante contratos, manteniendo un precio y una cantidad de energía intercambiada fijos durante un periodo de tiempo determinado
- **Mercado de subasta diario e intradiario.**
También llamado mercado spot, que organiza el agente del mercado llamado OMIE. Son mercados horarios donde se deciden precios y cantidades de energía para cada una de las horas del año.
- **Mercado de ajustes.**

3.5.1 MERCADO A PLAZOS.

En la siguiente figura podemos ver la secuencia de los distintos mercados a lo largo del tiempo, como podemos ver la firma de contratos en el mercado a plazos es el primer intercambio de energía que se realiza y precede al mercado diario.

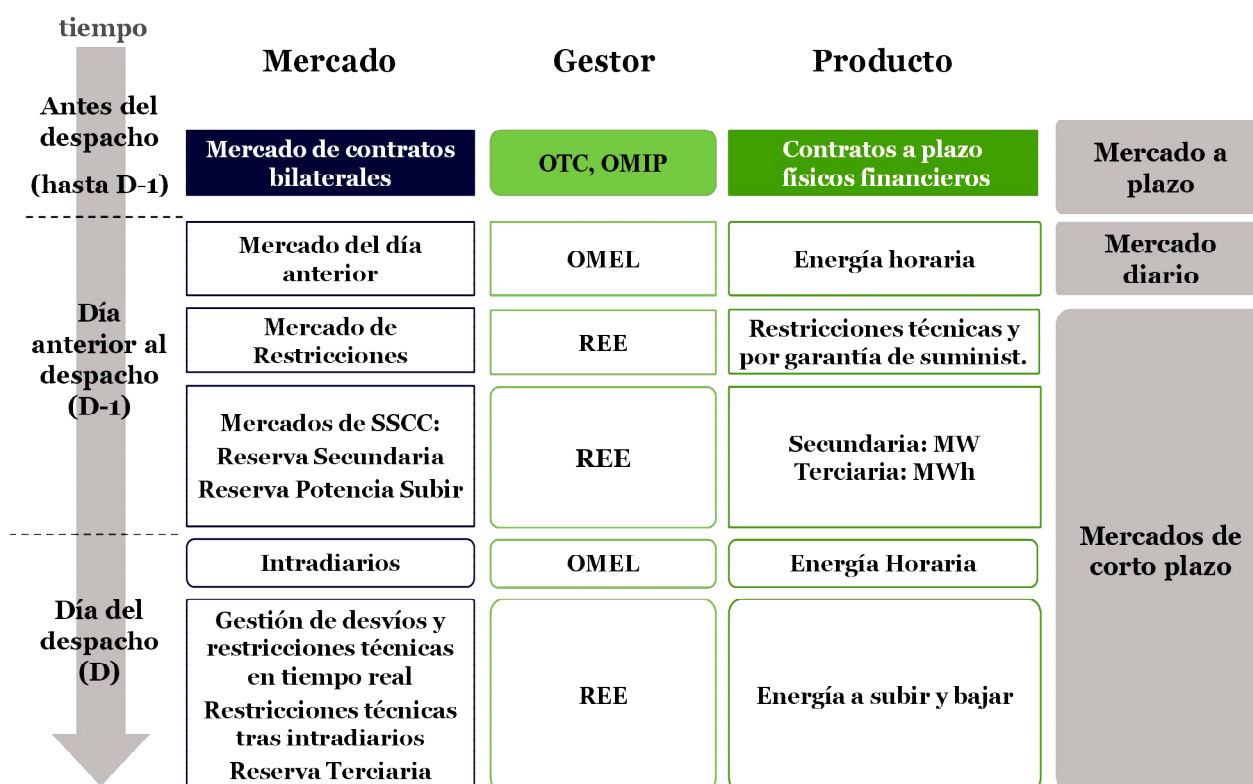


Figura 12: Secuencia de mercados eléctricos en España (contratos bilaterales). Fuente: Energía y sociedad.

Los mercados a plazos son aquellos en los que se firman contratos de intercambio de energía, con una antelación de la entrega física de la misma que puede llegar desde semanas a incluso años.

Estos contratos pueden ser negociados de la siguiente manera:

- De manera bilateral se firman contratos adaptados a las necesidades de los agentes compradores y vendedores y con entrega física de la

energía o con liquidación financiera. En la liquidación financiera no hay entrega física de energía, si no que se acuerda con el agente vendedor un precio por dicha energía y en el caso de adquirirla en el mercado diario, si dicha energía es más cara de lo pactado en el contrato, el vendedor pagara la diferencia.

- Compra de producto a través de mercados organizados, subastas organizadas o el conocido como "over the counter" (OTC). En este último las transacciones se realizan a través de bróker.

En España encontramos dos mercados a plazos:

- Mercado no organizados:

De contratos bilaterales en el que agentes compradores y vendedores intercambian bilateralmente contratos según sus necesidades, haciendo de manera privada entre las dos partes o bien el mercado financiero (OTC) en el que los agentes intercambian contratos a través de un broker

- Mercado organizado de futuros eléctricos gestionado por OMIP.

La liquidez es facilitada y garantizada por un conjunto de instituciones que hace que los costes en a la hora de realizar el intercambio sean más bajos, al existir unos procedimientos estándar, unas Reglas de mercado creadas por operador de este mercado (OMIP). Las ofertas de compra o venta se hacen públicas en una plataforma electrónica a través de la cual se cierran los acuerdos.

El hecho de que en el mercado a plazos se fije con mucha antelación el precio de la energía antes de ser entregada físicamente, da como resultado muchas veces, que el precio que se dará más adelante en los mercados de subastas diarias pueda ser más bajo, por lo cual no tendría mucho sentido firmar contratos a largo plazo que te impiden aprovechar momentos en los que por la situación del sector, la energía se podría adquirir de forma barata, pero esta forma de mercado dispone de ciertas ventajas que pueden resultar interesantes a los compradores. La principal ventaja que ofrece es la estabilidad, que influye de la siguiente manera en los agentes:

Comercializador: Si acude a un mercado en el que el precio no esté fijado con la antelación necesaria, a la hora de ofertar electricidad a sus clientes

no conocerá los precios a los que la va a adquirir en el mercado y puede darse el caso de entrar en pérdidas

Generadores: Al igual que los comercializadores, los generadores pueden evitar entrar en pérdidas fácilmente si conocen el precio al que van a vender la electricidad con suficiente antelación.

Consumidores directos: Para un consumidor que acude directamente al mercado, normalmente grandes consumidores como por ejemplo una gran cementera, les resultara mucho más fácil llevar unas finanzas ordenadas mediante la firma de contratos en el mercado a plazos.

3.5.2 MERCADO DE SUBASTA DIARIA E INTRADIARIA. [9]

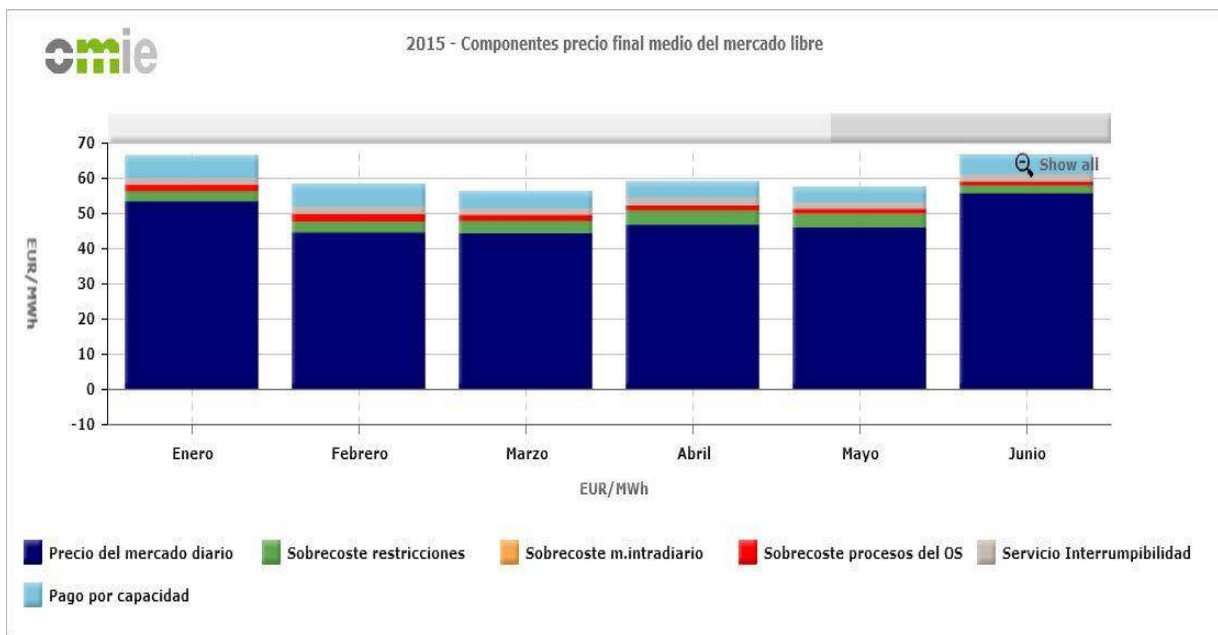


Figura 13: Componentes del precio final medio del mercado libre. Fuente: OMIE.

En la figura podemos ver el peso de cada uno de los componentes del precio final de la electricidad después de ser negociada en los mercados mayoristas gestionados por OMIE los primeros 6 meses de año, donde podemos comprobar que el mayor peso recae sobre el Mercado diario, a continuación vamos a describir en qué consisten y como se forman los componentes más importantes.

3.5.2.1 **MERCADO DIARIO.**

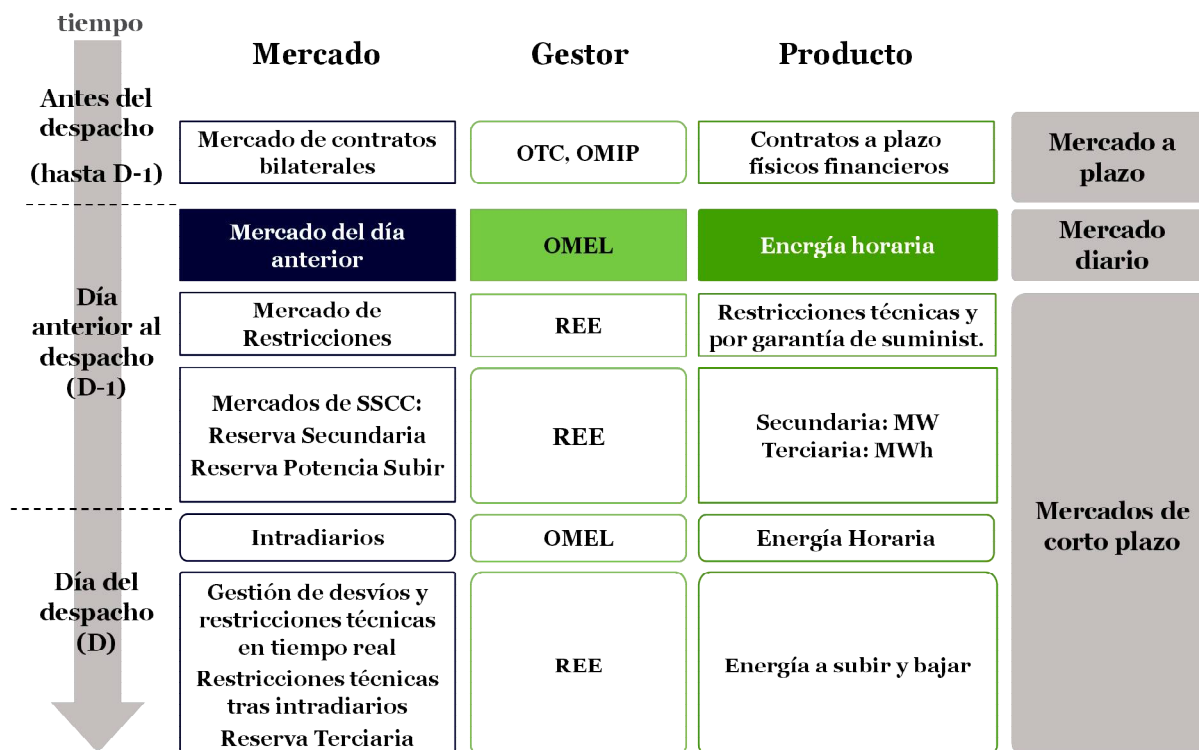


Figura 14: Secuencia de mercados eléctricos en España (mercado diario). Fuente: Energía y sociedad.

Los precios de la electricidad en Europa se fijan diariamente y todos los días del año a las 12:00 horas, para las veinticuatro horas del día siguiente, en lo que conocemos como Mercado Diario. Para ello, en el caso de España el operador de mercado OMIE, es el encargado de gestionar una subasta en la que participan los agentes del mercado (productores, grandes consumidores, comercializadores, etc.). El precio y volumen de la energía para una hora determinada se establece por el cruce entre la oferta y la demanda siguiendo el modelo marginal adoptado en la unión europea basándose por un algoritmo aprobado por todos los mercados europeos.

El mercado Español y Portugués están unidos, por lo que los agentes pueden acudir a la subasta independientemente de su origen y siendo aceptados o no sus ofertas ciñéndose únicamente a sus meritos. En ocasiones el precio de la electricidad en una determinada hora puede ser distinto entre España y Portugal, esto se da cuando la red de interconexión entre ambos países

no tiene la capacidad suficientes para abarcar los intercambios eléctricos negociados, aunque esta situación se suele dar escasas veces.

El mercado se inicia con la presentación por parte de las unidades de producción, de las ofertas de venta de energía al operador de mercado OMIE el día previo en el que se fijaran los precios, estas ofertas se incluirán en un proceso de casación y se componen de 24 periodos de programación consecutivos.

Todas las unidades de producción que no estén incluidas en un contrato bilateral, están obligadas a acudir al Mercado diario.

Los Comercializadores que realizaran sus ofertas de compra de energía serán:

- Comercializadores
- Comercializadores de referencia
- Consumidores directos.

3.5.2.1.1 OFERTAS DE VENTA DE ENERGÍA. [9]

Las ofertas de venta pueden ser simples o complejas y los productores tan solo podrán presentar una oferta para cada uno de los 24 futuros periodos en los cuales se oferta una cantidad de energía y el precio de esta. A continuación explicamos los dos tipos de ofertas de venta que existen

- Ofertas Simples: Las ofertas simples son ofertas económicas de venta de energía que los vendedores presentan para cada periodo horario y unidad de producción de la que sean titulares con expresión de un precio y de una cantidad de energía

- Ofertas complejas: Cumpliendo con los requisitos de las ofertas simples incorporan una serie de condiciones extra:

- o Condición de indivisibilidad:

Permite fijar en el primer tramo de cada hora un valor mínimo de funcionamiento. Este valor solo puede ser dividido por aplicación de reglas de reparto en caso de ser el precio distinto de cero.

- o Gradiente de carga:

permite establecer la diferencia máxima entre la energía de una hora y la energía de hora siguiente de la unidad de producción, lo que limita la

energía máxima a casar en función de la casación de la hora anterior y la siguiente, para evitar cambios bruscos en las unidades de producción que no pueden, técnicamente, seguir las mismas.

- o Ingresos mínimos: permite la realización de ofertas en todas las horas, pero respetando que la unidad de producción no participe en el resultado de la casación del día, si no obtiene para el conjunto de su producción en el día, un ingreso superior a una cantidad fija, establecida en euros, más una remuneración variable establecida en euros por cada MWh casado.

- o Condición de parada programada: permite que si la unidad de producción ha sido retirada de la casación por no cumplir la condición de ingresos mínimos solicitada, realice una parada programada en un tiempo máximo de tres horas, evitando parar desde su programa en la última hora del día anterior a cero en la primera hora del día siguiente, mediante la aceptación del primer tramo de las tres primeras horas de su oferta como ofertas simples, con la única condición de que la energía ofertada sea decreciente en cada hora.

3.5.2.1.2 PROCEDIMIENTO DE CASACIÓN DE OFERTAS.⁹

CURVA DE OFERTA.

Una vez que los vendedores han presentado sus ofertas para cada una de las horas del día siguiente, el agente de mercado OMEI se encarga de ordenarlas generando una grafica para cada una de las horas, compuesta por una curva ascendente según los precios denominada curva agregada de venta. En la curva generada se puede observar cómo se crean escalones, perteneciendo cada escalón generalmente a un tipo de tecnología generadora similar. Los precios a los que oferta cada una de las tecnologías no dependen únicamente del coste que les supone generar energía, si no que el precio al que ofertan depende del llamado coste de oportunidad, también conocido como valor de la mejor opción no realizada, que tiene en consideración muchos otros factores teniendo en cuenta la tecnología de generación, por ejemplo las centrales hidroeléctricas están muy condicionadas por la meteorología y la capacidad de su embalse, pero no por su combustible, de tal modo que por ejemplo ante una reserva de agua muy baja le conviene ofertar a precios muy altos mientras que con un embalse a rebosar le conviene ofertar prácticamente gratis para aliviar su capacidad. A continuación mostramos una curva de ofertas en las que se indican la posición más habitual de cada tecnología:

⁹ Fuentes: [29]

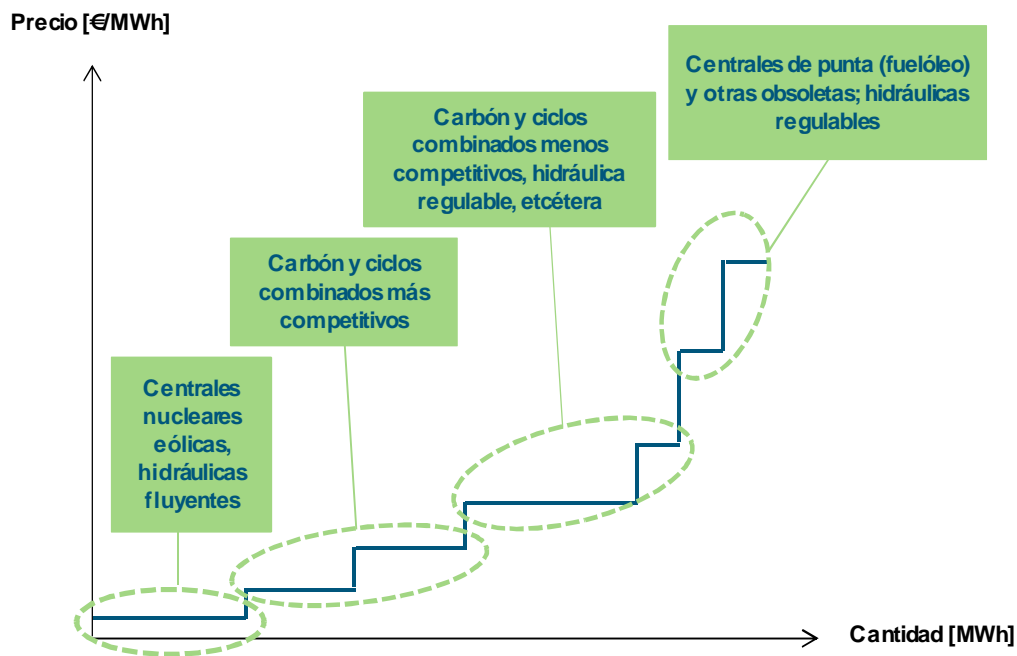


Figura 15: Curva de ofertas en mercado diario. Fuente: Energía y sociedad.

Como podemos ver las centrales nucleares y algunas energías renovables ofertan prácticamente a precio 0, esto es debido a que su coste de oportunidad es muy bajo. En el caso de las centrales nucleares el motivo es que al tratarse de una tecnología en la que la cantidad de energía que producen es difícil de variar, se opta por utilizarla como energía base y que su precio lo marquen el resto de tecnologías. En el caso de renovables como eólicas o solares, al tratarse de tecnologías en las que el combustible para producir es gratuito y la imposibilidad de almacenar la energía, es necesario poder vender toda la energía que se produce puesto que si no se desperdiciaría y cualquier pequeño beneficio es bueno.

CURVA DE DEMANDA.

Al igual que ocurre con las ofertas de venta, también se genera una curva agregada de demanda, en este caso descendente, con las ofertas que envían los distintos agentes autorizados para este fin, que vienen siendo como se ha comentado anteriormente, consumidores directos, comercializadores y

comercializadores de referencia, siendo con estos últimos con los que participan en esta subasta de manera indirecta los pequeños consumidores. También en este caso se crean escalones en los que se agrupan los distintos tipos de agentes compradores de energía como podemos ver en la siguiente figura:

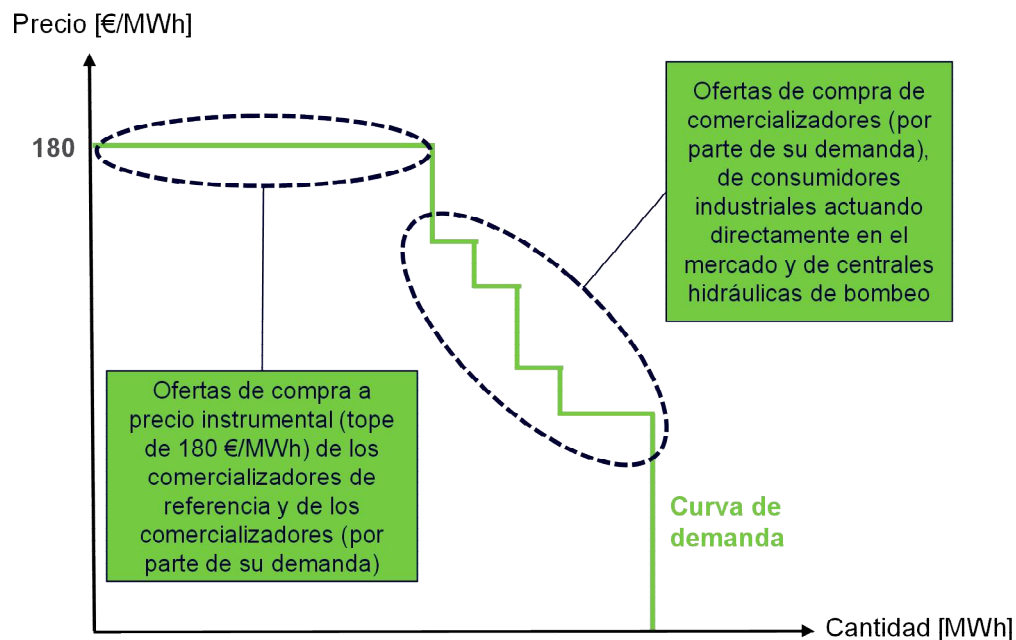


Figura 16: Curva de demanda en mercado diario. Fuente: Energía y sociedad.

Se puede apreciar una línea en la parte alta de la curva correspondiente a los comercializadores y comercializadores de referencia, que ofertan al máximo precio que está permitido de 180€/MWh, para asegurar el abastecimiento de los consumidores a los que van a vender luego la energía, pagando realmente al final el precio que resulte de la casación. La parte de la curva decreciente corresponde a los consumidores directos, de los cuales algunos por sus características se pueden permitir ofertar solo a un precio que les es conveniente.

CASACIÓN.

Una vez calculadas las curvas agregadas de oferta y demanda para una hora determinada, el precio del mercado diario lo determina el cruce de

estas dos curvas para esa hora, la denominada casación. La casación es de tipo marginalista y determina el precio al que deben vender todas las unidades de producción que han quedado por debajo de ese valor y al que deben comprar todas las unidades de compra que hayan quedado por encima de ese valor.

A continuación vemos un ejemplo de la casación para la primera hora de la sesión del mercado diario del 12 de agosto de 2015.

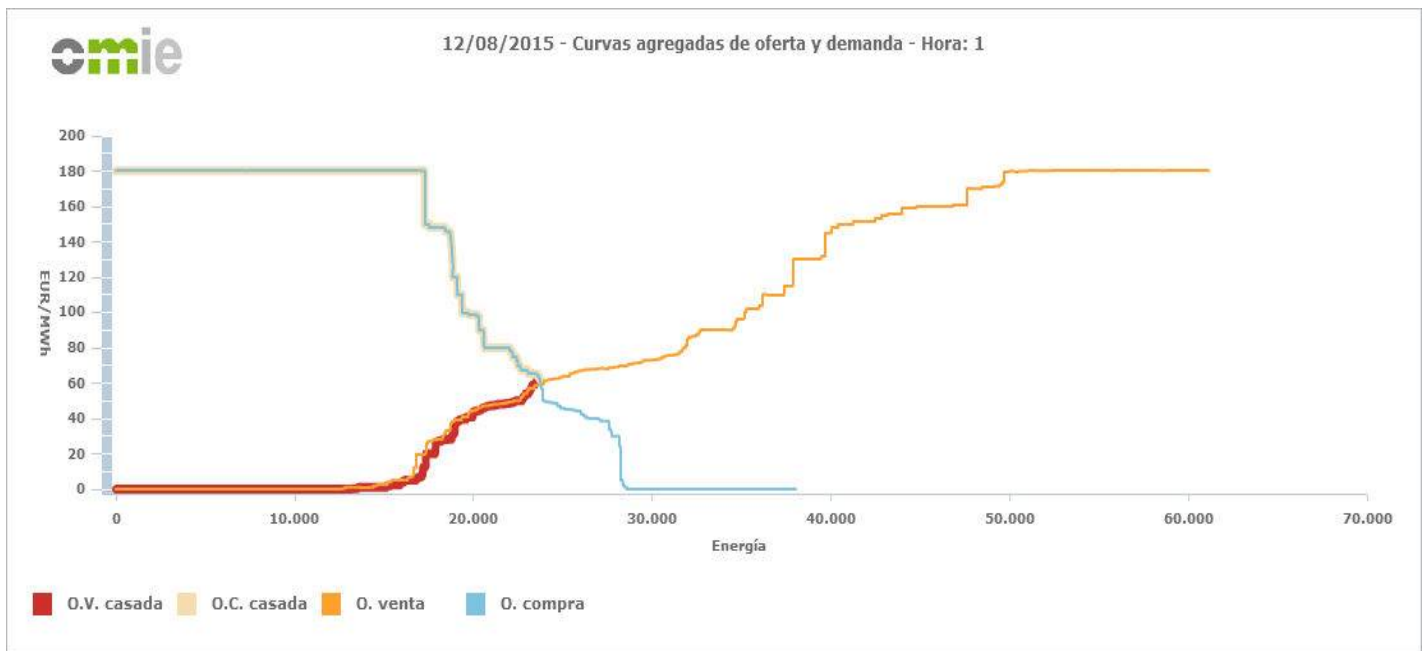


Figura 17: Ejemplo de casación en mercado diario 1. Fuente: OMIE

En la imagen vemos como aparecen dos curvas ascendentes y dos descendentes, esto es debido a que una vez recibidas las ofertas por OMIE y haber calculado las curvas agregadas, hay que realizar correcciones por motivos técnicos para asegurar el suministro en la red de transporte, las cuales son gestionadas por el operador del sistema Rede Eléctrica de España (REE). El operador de mercado OMIE manda al operador del sistema REE los resultados de la casación y este estima si son viables o no. En el ejemplo que hemos puesto vemos como las curvas iniciales en azul y amarillo son prácticamente iguales a las corregidas en rojo y rosa. El cruce da como resultado un precio de 62,01€/MWh. A continuación vemos otro ejemplo en el que esto no sucede para comprobar gráficamente la importancia de las correcciones.

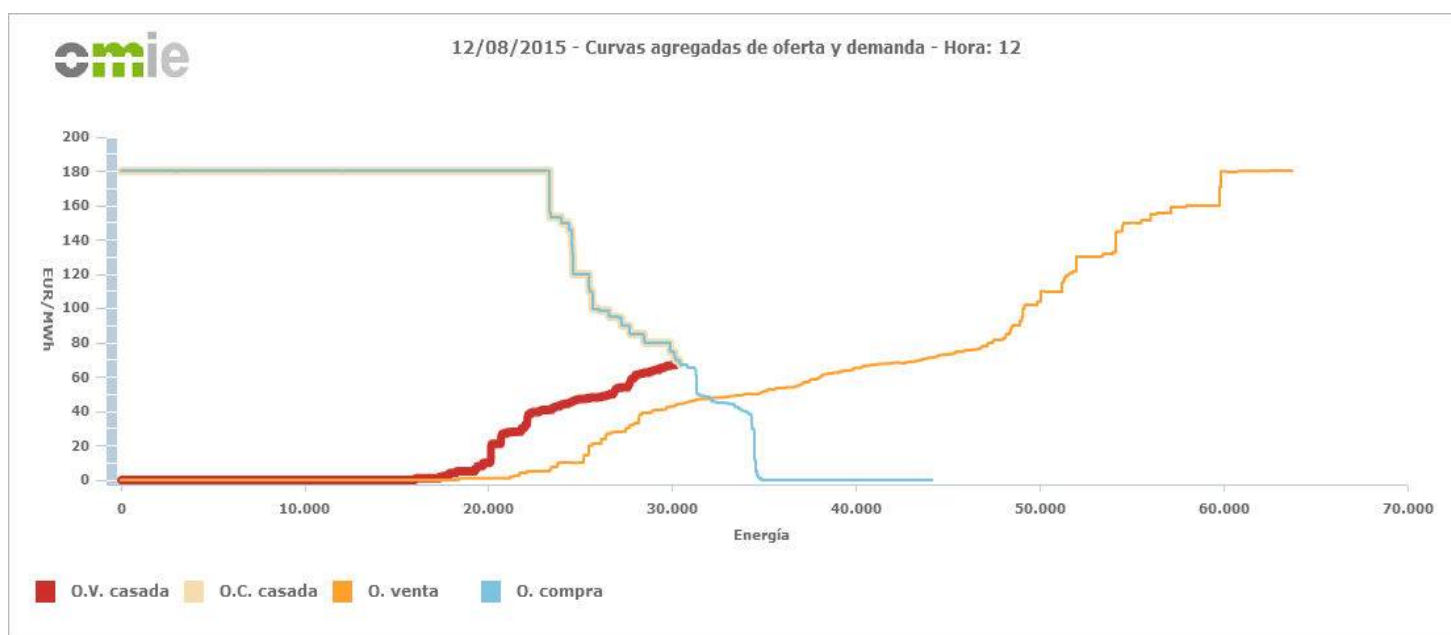


Figura 18: Ejemplo de casación en mercado diario 2. Fuente: OMIE

En este caso vemos como la curva agregada de ofertas de venta en amarillo es ampliamente desplazada tras las correcciones como vemos en la curva en

rojo, variando de esta manera el precio de casación que en principio era de 47 €/KWh, pasando a valer tras las correcciones 67,66 €/KWh.

Los precios finales que se dieron en el día del ejemplo, 12 de agosto de 2015, para cada una de las horas los podemos ver gráficamente en la siguiente imagen:

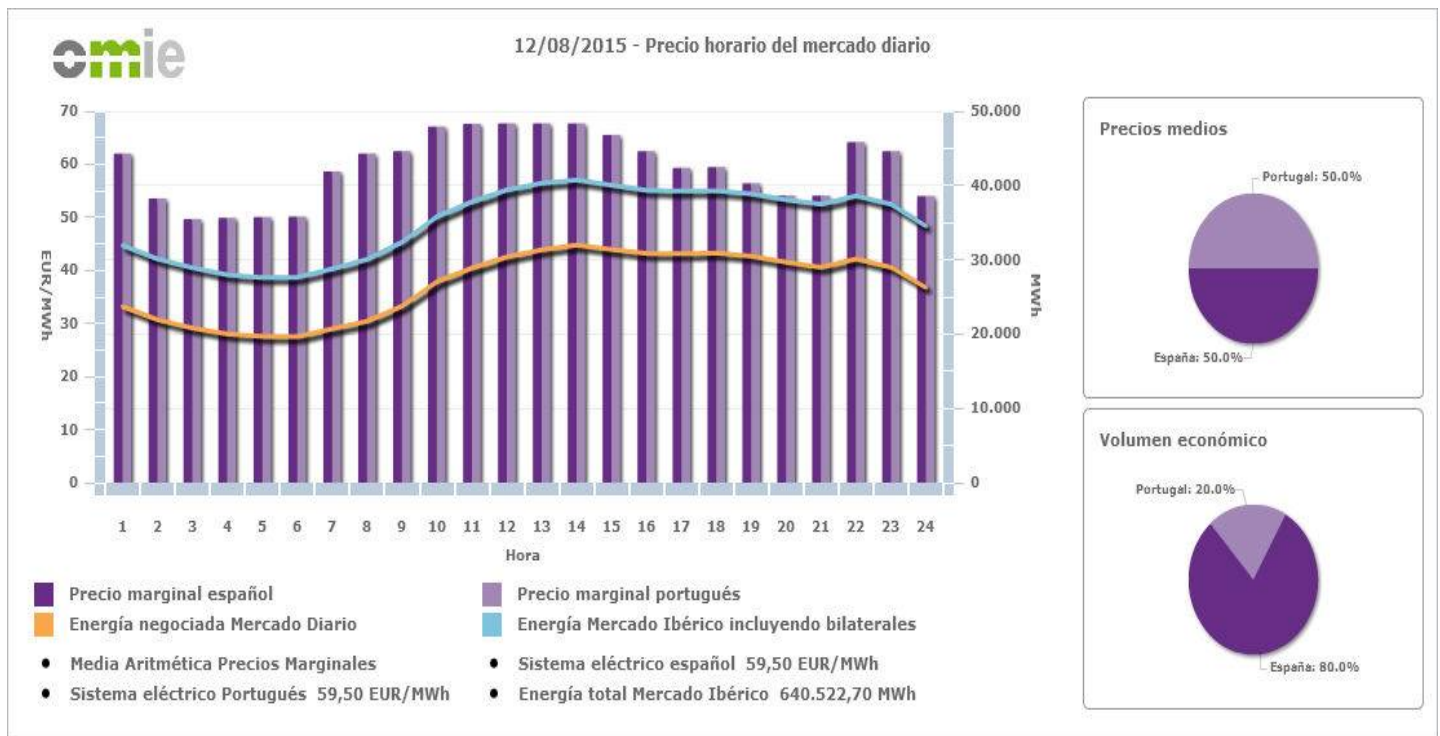


Figura 19: Ejemplo de los precios obtenidos en el mercado diario durante un día completo. Fuente: OMIE.

3.5.2.2 MERCADO INTRADIARIO

Tras el mercado diario, los agentes pueden volver a comprar o vender energía en el mercado intradiario con el propósito de realizar ajustes en sus compromisos de producción o adquisición de energía al no haberles resultado satisfactorio los resultados del mercado diario.

El mercado intradiario se organiza en 6 sesiones, durante el mismo día de entrega física de la energía sesiones distribuidas en el tiempo de la siguiente manera:

	SESION 1º	SESION 2ª	SESION 3ª	SESION 4ª	SESION 5ª	SESION 6ª
Apertura de Sesión	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de desagregaciones de programa	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
Publicación PHF	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Tabla 5: Secuencia de horarios en mercado intradiario. Fuente: OMIE.

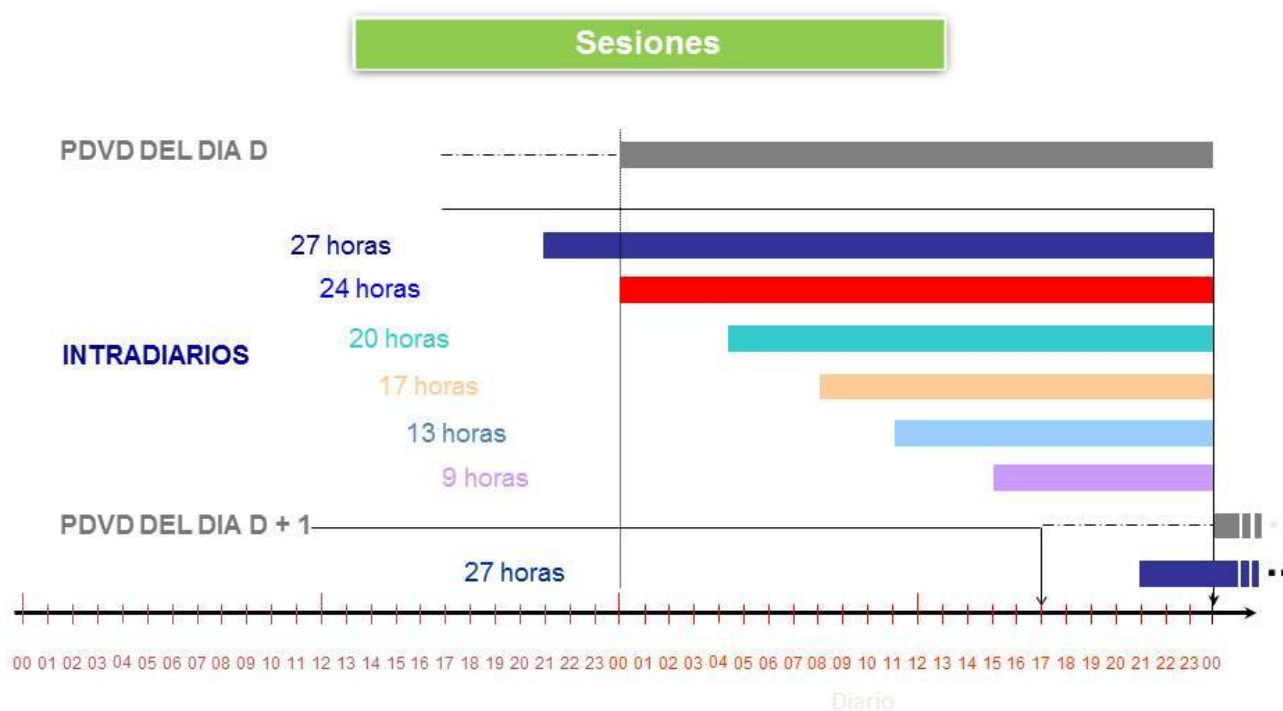


Figura 20: Grafico de la secuencia de horarios del mercado intradiario. Fuente:

OFERTAS DE VENTA DE ENERGÍA. [9]

Pueden participar todos los agentes que estaban habilitados a participar y así lo hicieron en el mercado correspondiente al mercado intradiario que se va a negociar y los agentes que presentaron ofertas de adquisición o firmaron un contrato bilateral en el correspondiente mercado diario. Dichos agentes sólo podrán participar en las sesiones correspondientes a los periodos en los que participaron en la sesión del mercado diario.

Al igual que en el Mercado Diarios, las ofertas de venta pueden ser de dos tipos, simples o complejas:

Ofertas simples: son ofertas económicas de venta de energía, de 1 a 5 tramos, que los vendedores presentan para cada periodo horario y unidad de venta o de adquisición de la que sean titulares. Estas ofertas simples expresan un precio y una cantidad de energía, siendo el precio creciente en cada tramo.

Ofertas con condiciones complejas: Son ofertas que cumplen los mismos requisitos que las ofertas simples pero añadiéndole las condiciones extra siguientes:

- Condiciones de gradiente de carga: Son las mismas que las descritas en el Mercado Diario.
- La condición de aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta de venta permite a las ofertas de venta fijar un perfil para el conjunto de todas las horas del mercado intradiario, que solo puede resultar casado en el caso de serlo en el primer tramo de todas las horas. Esto permite ajustar los programas de las unidades de producción o adquisición a un nuevo perfil, o en caso de no ser posible en una parte, dejar el programa previo sin modificación de algunas de las horas de forma individual. Se utiliza esta opción cuando la programación de unas horas solo es posible si también lo son en otras, como puede ser para adelantar el proceso de arranque o parada, evitar embotellamiento de caldera, etc.
- La condición de aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta de venta, implica que solo será programado, en una hora determinada, el primer tramo en caso de ser

casado en su totalidad, siendo retirados todos los tramos de dicha hora, y no siendo retirada la oferta realizada para el resto de las horas. Esta opción es útil para la programación de grupos que producen (mínimo técnico) o consumen (consumo de bombeo), un valor mínimo o nada.

También puede ser igualmente útil para que los consumidores expresen una situación similar.

- La condición de número mínimo de horas consecutivo con aceptación completa del primer tramo de la oferta se podría aplicar cuando la unidad de producción o adquisición debe producir o dejar de consumir de forma consecutiva al menos un número de horas. La misma condición sería aplicable a un consumidor que, por ejemplo, no puede poner en funcionamiento una fábrica por un número de horas inferior al especificado en la oferta.
- La condición de energía máxima permite a unidades de oferta que tengan una limitación en la disponibilidad de energía, ofertar en todas las horas pero limitando el valor casado a un máximo global de energía. Esta condición es necesaria debido a la volatilidad de los precios del mercado intradiario entre horas, que no permiten conocer las horas en las que pueden casar las unidades de producción o adquisición, y sin embargo tiene un límite la energía que pueden vender, como puede ser el caso de las unidades de generación de bombeo.

3.6 COMPONENTE REGULADA DEL PRECCIO DE LA ELECTRICIDAD. PEAJES Y CARGOS¹⁰

Anteriormente hemos visto como se forma el precio a pagar de la componente no regulada de la factura eléctrica, sin embargo la mayor parte del precio que pagamos por recibir electricidad corresponde a los llamados peajes de acceso, concretamente según un estudio de 2015 de la CNMC, hasta el 41% de la factura corresponde a los mencionados peajes.

Habitualmente se asocia los peajes de acceso con el precio que se ha de pagar para tener acceso a la red debido a que dicha red para ejercer correctamente las labores de transporte y distribución desde los centros de generación hasta los consumidores tiene unos gastos que deben ser sufragados. No obstante con el paso del tiempo los gastos de transporte y distribución se convirtieron en una pequeña parte de los múltiples conceptos contenidos dentro de los peajes, incluyendo muchos otros términos surgidos de las diferentes políticas energéticas como costes derivados de los organismos necesarios para el funcionamiento del sistema eléctrico, compensaciones a la generación extrapeninsular, subvenciones al régimen especial, subvenciones al carbón, etc.

A comienzos del año 2015 los peajes de acceso son congelados por parte del gobierno para evitar una subida excesiva de la tarifa eléctrica, pero a su vez varia la normativa pasando a diferenciar entre peajes y cargos, repartiéndose los componentes de los antiguas peajes de acceso entre estos dos términos. En la actualidad dentro de los peajes se incluyen únicamente los costes asociados al transporte y la distribución eléctrica, mientras que el resto de términos que se incluían antiguamente dentro de los peajes de acceso, pasan a denominarse cargos, un hecho que puede parecer insignificante pero que es de suma importancia, puesto que ambos términos son utilizados en distintas partes a la hora de calcular la tarifa, como se puede comprobar al revisar el método de cálculo del PVPC en el apartado 3.4.2 del presente proyecto y de esta manera variar el precio de los cargos y por lo tanto el importe final de la factura eléctrica, manteniendo supuestamente los peajes de acceso congelados.

¹⁰ Fuentes: [32], [33]

3.6.1PEAJES [10]

Como se ha mencionado anteriormente, en la nueva ley del sector eléctrico los peajes únicamente corresponden a los gastos generados por la conducción de la electricidad por la red, refiriéndonos con el termino transporte a las distancias largas en las que se utilizan líneas de alta tensión y el termino distribución para las distancias más cortas realizadas cerca de los puntos de consumo realizándose dicho transporte en media y baja tensión.

Según el punto segundo de la circular 3/2014 que establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, los peajes de acceso son aplicados a:

- Los consumidores
- Los productores de energía eléctrica por cada una de sus instalaciones.
- Los productores de energía eléctrica por los consumos propios.
- Los autoconsumidores.
- Las centrales de bombeo.
- Exportación de electricidad a países fuera de la Unión Europea
- Importación de electricidad de países de fuera de la Unión Europea.

Los peajes de transporte y distribución constan de dos términos de facturación que se determinaran de acuerdo con las siguientes formulas:

TERMINO DE FACTURACIÓN DE POTENCIA.

Será el sumatorio resultante de multiplicar la potencia contratada en cada periodo tarifario por el término de potencia correspondiente, según la fórmula siguiente:

$$FP = \sum_{p=1}^{p=i} Tp_p \times Pc_p$$

Tp_p : precio del término de potencia del periodo tarifario p , expresado en €/kW y año.

Pc_p : potencia contratada en el periodo tarifario p , expresada en kW.

i : numero de periodos tarifarios de los que consta el término de facturación de potencia.

TERMINO DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA.

Será el sumatorio resultante de multiplicar la energía consumida o, en su caso, estimada en cada periodo tarifario por el precio término de energía correspondiente, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FE = \sum_{p=1}^{p=i} Te_p \times E_p$$

Te_p : Precio del término de energía del periodo tarifario p , expresado en €/kWh.

E_p : Energía consumida o estimada en el periodo tarifario p , expresada en kWh.

i : Número de periodos tarifarios de los que consta el término de facturación de energía.

3.6.2CARGOS

Con cargos nos referimos a todos los términos que se facturan de manera regulada, exceptuando los generados por las actividades de transporte y distribución, que se han ido generando desde los inicios de la electricidad en España hasta la actualidad para sufragar las distintas actividades del sector que han engendrado las sucesivas normativas ya sea por intereses políticos, económicos o técnicos. A continuación se va a proceder a nombrar y describir algunos de estos cargos incluidos en la tarifa eléctrica, extendiéndonos especialmente en algunos de los más polémicos.

- Cargos derivados de los organismos necesarios para el funcionamiento del sistema eléctrico: REE, OMIE, etc.
- Cargos asociados a la compensación de la generación extrapeninsular.
- Cargos por el carbón nacional.
- Cargos de transición a la competencia
- **DEFICIT TARIFARIO.** [11] [12]

El déficit de tarifa es un coste que se genera los años en los que los ingresos de las empresas eléctricas españolas son inferiores a los costes reconocidos por ley de estas empresas, situación que se ha repetido frecuentemente desde el proceso de liberalización del mercado eléctrico español hasta nuestros días, generando una deuda que debemos sufragar los clientes añadiendo un concepto relativo al mismo en los peajes de acceso.

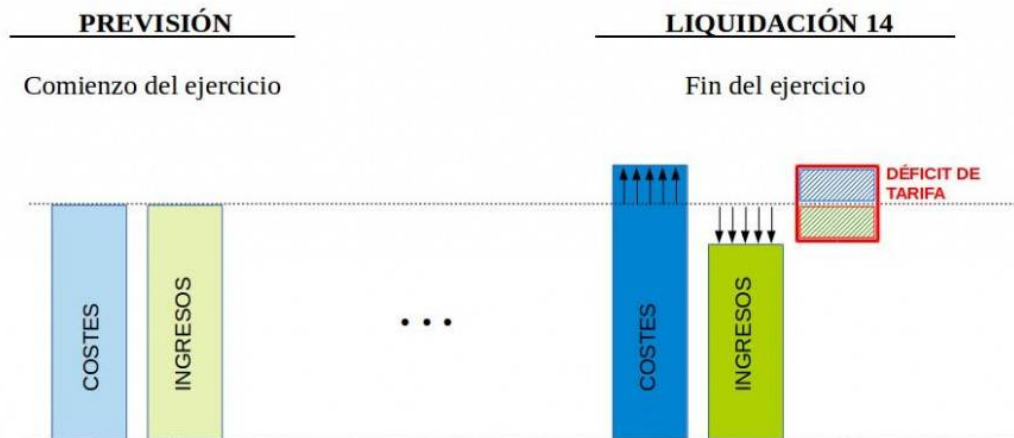


Figura 21: Generación del déficit tarifario. Fuente: Publico.es, blog econuestra.

En un principio el déficit se genera por una previsión de los costes regulados en la factura inadecuados, aun así este hecho puede provocar desviaciones en cualquiera de los dos sentidos, tanto de manera positiva como negativa dándose como resultado a largo plazo un balance nulo al ir compensando los ingresos de unos años con otros. El principal problema surge cuando pocos años después de la liberalización, los sucesivos gobiernos fijan unos precios de la electricidad muy inferiores a los que las compañías aseguraban tener, de esta manera surgió el concepto de déficit tarifario en el año 2000. En el año 2002 se aprueba el Real Decreto 1432/2002, el cual instaura la congelación en la subida de la tarifa eléctrica regulada, manteniendo una subida constante durante varios años limitada a no más de un 2%, en lugar de la subida que las compañías eléctricas declaraban que eran necesarias para cubrir sus costes.

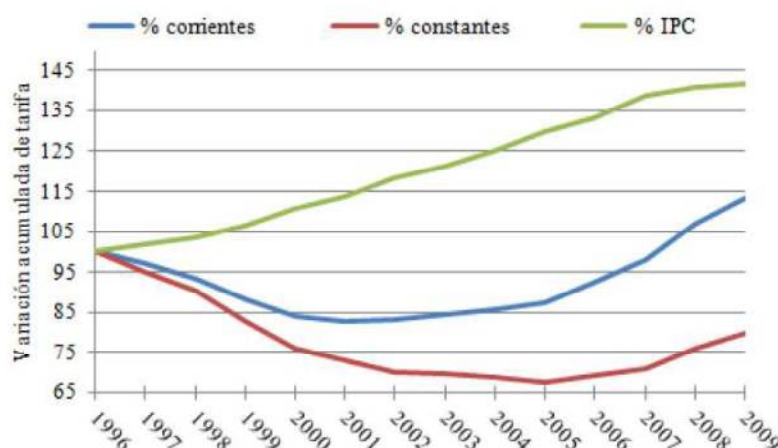


Figura 22: Comparación de la tarifa eléctrica respecto al IPC tras liberalización.

Inmersos en esta situación, a partir del año 2005 se disparan los precios del petróleo, de gran influencia en la formación de los precios del mercado mayorista, acentuándose sobremanera el déficit a partir de esta época. A partir del año 2007 se empiezan a organizar las subastas CESUR, la intención era mejorar las previsiones para calcular el precio de la energía, puesto que estas subastas se organizaban cada tres meses fijando en este periodo el precio del coste de la energía para las empresas el dos tipos de déficit:

- Ex ante: Déficit surgido al fijar los precios de las tarifas de acceso inferiores a los que resultarían de incorporar todos los costes de acceso para mantener los precios artificialmente bajos, es decir, se genera un déficit únicamente con las predicciones antes incluso de haberse aplicado la tarifa durante el año.
- Ex post: Déficit que se generaba al ser los precios de la electricidad en las subastas superior al estimado.

El propósito de mantener la subida de la tarifa constante era controlar la inflación y proporcionar una mayor competitividad a la industria española, siendo considerada una medida temporal que sin embargo fue prolongada por sucesivos gobiernos.

Hasta el año 2009, el déficit se le reconocía a las empresas como un derecho a ser recuperado en 15 años con un tipo de interés moderado, a partir de ese año el estado crea un Fondo para la Amortización de la Deuda Eléctrica (FADE), que permitía a las empresas ceder sus derechos a este fondo

para poder colocarlos en el mercado financiero con aval del estado, lo que cambia las condiciones financieras de devolución de la deuda a un panorama mucho mas adverso con unos tipos de interés extremadamente elevados.

Las consecuencias de todas la medidas tomadas sobre el déficit, es el aumento de este cual bola de nieve llegado a unos niveles casi insostenibles para el sector con una deuda actual que se calcula próxima a los 27000 millones de euros, que con unos intereses abusivos resultara una cantidad mucho más elevada. En definitiva, la manera de resolver el problema en los inicios del mercado liberalizado, ha sido posponer el problema para el futuro agravándolo notoriamente de esta manera.

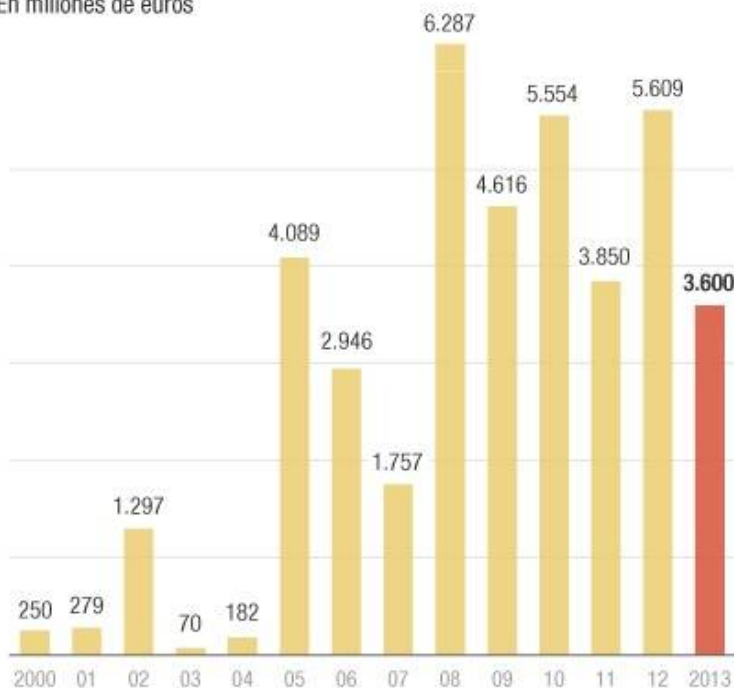
Actualmente y en sucesivos años hay un componente incluido en las tarifas de acceso con la función de aliviar la deuda de años pasados, pero que hasta ahora no ha logrado reducir, por lo tanto será necesario tomar otras medidas, puesto que la situación se está tornando grave y supone un gran porcentaje del precio total de las tarifas. Las reformas acometidas en los últimos años, tras la aprobación de la Ley /2013 y el aumento de la demanda eléctrica en este ultimo año 2015, hacen que la CNMC prevea un superávit de 1000 millones de euros, no incurriendo en perdidas después de más de una década. En cualquier caso si hubiese que tomar medidas drásticas algunas de las opciones serian las siguientes [Wikipedia]:

- Bajar los costes reconocidos para la generación de electricidad.
- Auditoria de la deuda
- Subir las tarifas a pesar de ser una medida altamente impopular.
- Financiar los costes de la deuda que no puedan ser asumidos por los cargos en la tarifa, con fondos provenientes de los presupuestos generales del estado.

Una deuda histórica

■ Déficit de tarifa generado

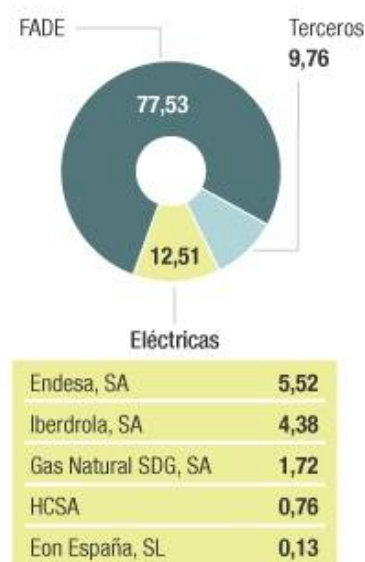
En millones de euros



■ Distribución de la deuda

Desglose por titulares de los derechos de cobro frente al sistema

A 8 mar. 2014. En %



Fuente: CNMC

CARLOS CORTINAS / CINCO DÍAS

Figura 23: Grafico del déficit tarifario anual. Fuente: Cinco Días, CNMC.

- **MORATORIA NUCLEAR** [13] [14]

Como se ha podido ver en apartados anteriores, la Moratoria Nuclear hace acto de aparición durante el periodo legislativo con respecto al sistema eléctrico, llamado Marco Legal Estable, que en esta sección pasamos a desarrollar para una mayor comprensión. En 1984 se aprueba la moratoria nuclear según la cual se prohíbe la construcción de nuevas centrales nucleares, además de la paralización de la construcción de las centrales nucleares de Lemóniz I y II (Bizkaia), de Valdecaballeros I y II (Cáceres) y de Trillo II (Guadalajara) antes de su puesta en funcionamiento, haciéndose definitiva la paralización con la publicación en 1994 de la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico (Ley 40/1994), de 30 de diciembre y el Real Decreto 2201/1995. Algunos de los motivos de la paralización fueron el exceso de

potencia instalado en la época, la pérdida de competitividad de la energía nuclear debido a los elevados costes de inversión que obligaban a pedir unos préstamos con intereses abusivos por la situación económica durante el periodo, las amenazas terroristas en las centrales del País Vasco y la presión social de una sociedad cada vez mas concienciada con la peligrosidad de esta tecnología debido a algunos acontecimientos acontecidos en el extranjero. Para compensar a las empresas que habían realizado una inversión o tenían previsto hacerlo se fijo una indemnización, la cual podemos ver en el siguiente cuadro en el que podemos comprobar también que cantidad de esa compensación va para cada una de las centrales:

IMPORTE DE LA COMPENSACION POR CENTRALES	
CENTRAL	Millones de euros
C.N LEMONIZ	2273,26
C.N. VALDECABALLEROS	2043,77
C.N. TRILLO, UNIDAD II	66,21
VALOR DE LA COMPENSACIÓN	4383,24

Tabla 6: Importe por moratoria nuclear a cada central. Fuente: blog CNMC.

Para recaudar el dinero necesario para pagar la compensación, el gobierno decidio que se destinaria un porcentaje de la tarifa electrica, que en un principio no podía superar el 3,54% del total de la factura electrica, teniendo como objetivo para compensar totalmente las paralizaciones el año 2020. El porcentaje destinado en la factura se ha ido reduciendo con el paso de los años debido a que se ha conseguido recaudar más dinero del esperado por lo que la deuda quedara saldada antes de lo previsto.

Las centrales decidieron en 1996 ceder la deuda a un fondo llamado Fondo de Titulación de Activos resultantes de la Moratoria Nuclear, que es el encargado de recaudar los importes recaudados de la factura en lugar de las centrales.

Hasta la actualidad se han pagado por la moratoria nuclear 5.717,91 millones de euros y la CNMC estima que 2015 sera el ultimo año en el que haya que realizar pagos por este concepto ya que unicamente queda una cantidad por entregar al Fondo de Titulación de 36,95 millones de euros, muy inferior a la cantidad pagada en 2014 por ejemplo

SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD. [15]

El servicio de interrumpibilidad es un método surgido durante el llamado Marco Legal Estable y que se mantiene hasta nuestros días, para mantener una estabilidad en la demanda de energía eléctrica y poder evitar un posible colapso del sistema. En el caso de que se produzca una demanda de electricidad mucho mayor de la prevista, REE puede pedir a ciertos consumidores, concretamente grandes consumidores industriales que paren su producción y usar la energía que habrían consumido para abastecer a otros clientes. La parada de la producción de los grandes consumidores industriales supondría grandes pérdidas económicas para ellos, por lo que al ofrecerse voluntarios para interrumpir su consumo en momentos de pico de la demanda nacional, reciben una retribución que les compensa correr ese riesgo económico.

LOS GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGÍA	
SIDERURGIA <ul style="list-style-type: none"> · A.G. Siderúrgica Balboa · ArcelorMittal España · Celsa Group · Gerdau Sidenor · Infun Group · Megasa Siderúrgica · Siderúrgica Sevillana · Tubos Reunidos 	CEMENTO <ul style="list-style-type: none"> · A.G. Cementos Balboa · Cementos Alfa · Cementos Cosmos · Cementos Molins Industrial · Cementos Portland · CEMEX España · Holcim España · Lafarge Cementos · Lemona Industrial · Soc. de cementos y materiales de construcción de Andalucía · Sociedad Financiera y Minera · S.A. Tudela Veguin · UNILAND Cementera
METAL <ul style="list-style-type: none"> · Alcoa · Asturiana de Zinc · Atlantic Copper · Carburo del Cinca · Ferroatlántica 	
GASES INDUSTRIALES <ul style="list-style-type: none"> · Abelló Linde · Air Liquide España · Messer Ibérica de Gases, S.A. Unipersonal · PRAXAIR España · Sociedad Española de Carburos Metálicos 	QUÍMICA Y OTROS <ul style="list-style-type: none"> · Ercros · Solvay Ibérica · SGL Carbon

Tabla 7: Grandes consumidores industriales. Fuente: La Gaceta.

La Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre y Orden IET/1752/2014, de 26 de septiembre, son las que marcan las características del servicio modificando aspectos de normativas anteriores. La manera actual de fijar la retribución es mediante un sistema de subastas gestionadas por REE bajo la supervisión de la CNMC, en las que los grandes consumidores ofrecen paquetes de energía y pujan a qué precio están dispuestos a interrumpir su electricidad hasta que se retira el último competidor fijándose el precio. Estas subastas se celebran desde finales de 2014.

El coste del servicio de interrumpibilidad tiene especial interés actualmente por su cambio de ubicación a la hora de calcular la factura, incluyéndose en años anteriores dentro de todos los costes incluidos en las tarifas de acceso, a partir de 2015 cambio la manera de facturarse este término a los clientes. Los peajes de acceso han sido congelados para el año 2015, de manera que al incluir el coste de interrumpibilidad por separado, se puede variar su cuantía sin que varíe el coste de los peajes de acceso. La manera por la que se ha optado para incluir este servicio en la factura, es dentro de los costes de producción (CP), incluidos en la componente de otros costes asociados al suministro (OCh) y por extensión se factura dentro del término de energía eléctrica de la factura.



Figura 24: Grafico ubicación servicio de interrumpibilidad en la factura. Fuentes: dreue.com

[www.dreue.com]

El servicio no es utilizado por REE desde 2009, ya que el parque eléctrico generador español está sobredimensionado y no se da el caso de que la demanda sea mayor que la generación, a pesar de ello se sigue

manteniendo el servicio de interrumpibilidad con unos costes muy elevados, por lo que ciertas opiniones críticas lo consideran una subvención encubierta a las grandes empresas.

3.6.3 TARIFAS DE ACCESO ¹¹

TIPOS

A continuación vamos enumerar los distintos tipos de tarifas de acceso que nos vamos a encontrar en la actualidad según las distintas características de los consumidores.

TARIFAS DE BAJA TENSIÓN

- Entendemos como tarifas de baja tensión aquellas con tensiones inferiores a los 1000V

Las tarifas de acceso de baja tensión son las más habituales que nos podemos encontrar, puesto que son las aplicadas en viviendas, locales comerciales, oficinas y por lo tanto las aplicadas a los entornos en los que se mueve la mayor parte de la sociedad.

TARIFA 2.0

- Son aquellas cuyo nivel de potencia es igual o inferior a 10 KW.

Principalmente en sistema monofásico aunque también se puede dar el caso de ser aplicadas a un sistema trifásico y teniendo en cuenta el tipo de sistema utilizado existen unas tablas de potencias normalizadas a contratar según las necesidades del consumidor.

¹¹ Fuentes: [30] [31]

Potencias eléctricas normalizadas [kW]				
Intensidad [A]	Monofásicos		Trifásicos	
	220 V	230 V	3*220/380 V	3*230/400 V
1,5	0,330	0,345	0,987	1,039
3	0,660	0,690	1,975	2,078
3,5	0,770	0,805	2,304	2,425
5	1,100	1,150	3,291	3,464
7,5	1,650	1,725	4,936	5,196
10	2,200	2,300	6,582	6,928
15	3,300	3,450	9,873	10,392
20	4,400	4,600	13,164	13,856
25	5,500	5,750	16,454	17,321
30	6,600	6,900	19,745	20,785
35	7,700	8,050	23,036	24,249
40	8,800	9,200	26,327	27,713
45	9,900	10,350	29,618	31,177
50	11,000	11,500	32,909	34,641
63	13,860	14,490	41,465	43,648

Tabla 8: Potencias normalizadas para tarifa de acceso. Fuente: Iberdrola

El término de potencia es fijo sin cambiar su facturación según el periodo de utilización de la electricidad, por el contrario el término de energía puede tener hasta 3 periodos distinto en el caso de estas tarifas. Las tarifas 2.0 son sin duda las más extendidas, siendo las utilizadas para consumo domestico e incluso por pequeñas oficinas y locales comerciales. Dentro de las tarifas 2.0 se engloban tres tipos:

TARIFA 2.0 A

Es una tarifa sin discriminación horaria, es decir, tiene un único periodo de utilización. Está destinada a un uso domestico por usuarios que realizan un consumo diario constante. Al ser una tarifa sin discriminación horaria, los costes se mantienen inalterables tanto para el término de potencia como para el de energía a lo largo del día.

TARIFA 2.0 DHA

Es comúnmente conocida como tarifa nocturna y tiene dos periodos de discriminación horaria para el termino de energía, correspondiendo el primero (Periodo1) a las fases de consumo llamadas punta y el segundo periodo (Periodo 2) correspondiendo a la fase valle. Es comúnmente utilizado por usuarios domésticos que disponen de ciertos electrodomésticos de gran consumo, concentrando el uso de estos en el periodo nocturno más barato.

VERANO		INVIERNO	
PUNTA	VALLE	PUNTA	VALLE
De 12 a 22h	De 22 a 12h	De 13 a 23h	De 23 a 13h
10h de uso	14h de uso	10 h de uso	14h de uso

Tabla 9: Horarios discriminación horaria tarifa acceso 2.0 DHA. Fuente: Iberdola

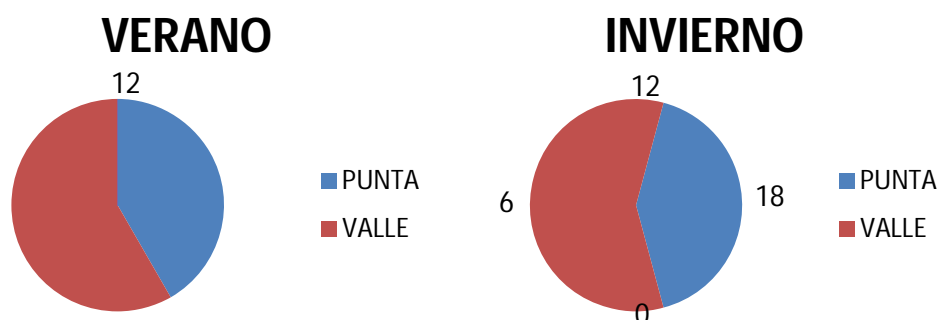


Figura 25: Grafico horarios tarifa acceso 2.0 DHA. Fuente: Iberdrola

TARIFA 2.0 DHS

Es una tarifa de reciente creación, pensada para cubrir necesidades que previsiblemente se darán en un futuro debido a ciertas innovaciones tecnológicas que influyen en la manera de consumir energía de los usuarios. Sus características son muy similares a los de la tarifa 2.0 DHA, solo que en este caso se añade un periodo más, denominándose el primer periodo como valle, el segundo como llano y el tercero como supervalle. La implantación de este tercer periodo ha sido pensada principalmente para el consumo de

coches eléctricos, aprovechando las horas de supervalle para que realizar una recarga de las baterías mucho más económica.

VERANO E INVIERNO		
PUNTA	LLANO	SUPERVALLE
De 13 a 23h	De 23 a 1h De 7 a 13h	De 1 a 7h

Tabla 10: Horarios discriminación horaria tarifa de acceso 2.0 DHS

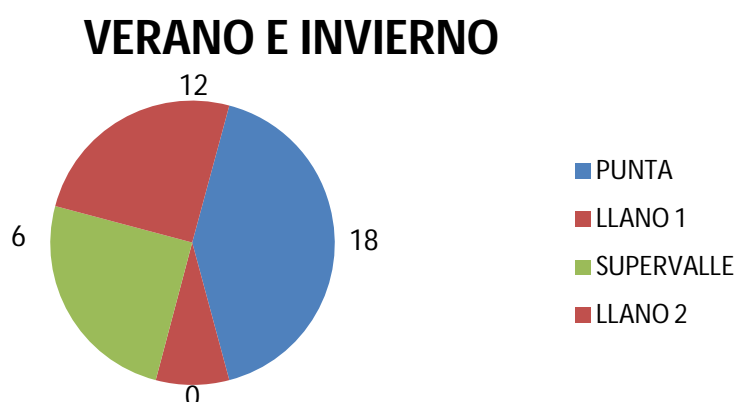


Tabla 11: Grafico horarios tarifa 2.0 DHS

TARIFAS 2.1

- Son aquellas cuyo nivel de potencia es superior a 10kW e inferior o igual a 15kw.

Es una tarifa muy parecida a la tarifa 2.0 que comparte características similares como la utilización principalmente de un sistema monofásico y la existencia de una tabla de potencias normalizadas a la hora de la contratación. Puede tener hasta tres periodos para el término de energía siendo el término de potencia de un único periodo. Puesto que la mayor parte de pequeños consumidores son usuarios de las tarifas 2.0, las tarifas 2.1 son escasamente utilizadas, siendo aplicables principalmente a viviendas de muy gran tamaño, profesionales y oficinas.

Al igual que en las tarifas 2.0, existen tres tipos de tarifas 2.1:

TARIFA 2.1 A

Similares características a la tarifa 2.0 A con la salvedad de cumplir las condiciones de potencia correspondientes.

TARIFA 2.1 DHA

Similares características a la tarifa 2.0 DHA, teniendo al igual que esta dos periodos de discriminación horaria con respecto al termino de energía, siendo los horarios de estos periodos similar a los de la 2.0 análoga.

TARIFA 2.1 DHS

Su función es similar a la de su tarifa análoga 2.0 DHS, teniendo las mismas características exceptuando el valor de potencia. Es utilizada principalmente por el mismo tipo de usuarios que la tarifa 2.0 DHS, solo que de un tamaño ligeramente superior, para los que una potencia de 10kW se queda escasa y por supuesto empleada para los usuarios para los que fue creada aunque sean todavía escasos, los que necesitan abastecer vehículos eléctricos.

TARIFA 3.0 A

- Nivel de potencia superior a 15kW

Este tipo de tarifas son aplicadas debido a su mayor nivel de potencia con respecto a las anteriores, a sistemas con configuración trifásica. A la hora de contratar la potencia, no existe una tabla de potencias normalizadas, sino que el cliente puede contratar la potencia que desee siempre que supere los 15kW. Además esta tarifa se compone de tres periodos en el termino de energía, pero posee una particularidad con respecto a las anteriores y es que también se compone de tres periodos en el termino de potencia, por lo que el coste del termino de potencia ya no permanece constante a lo largo

del día. Su ámbito de aplicación suele ser para locales comerciales de gran tamaño como tiendas de ropa, restaurantes, etc.

INVIERNO			VERANO		
PUNTA	LLANO	VALLE	PUNTA	LLANO	VALLE
De 18 a 22h	De 22 a 0h De 8 a 18h	De 0 a 8h	De 11 a 15h	De 8 a 11h De 15 a 0h	De 0 a 8h

Tabla 12: Horarios tarifa de acceso 3.0. Fuente: Iberdrola.

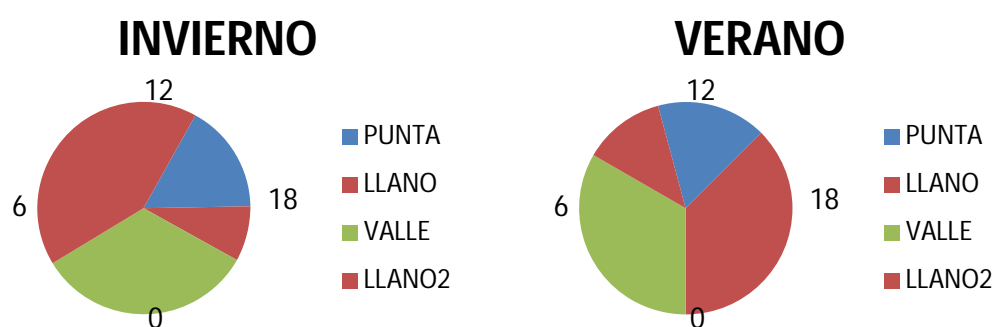


Tabla 13: Grafico horarios tarifa acceso 3.0. Fuente: Iberdrola

TARIFAS DE ALTA TENSIÓN.

- Entendemos como tarifas de alta tensión toda aquellas con un nivel de de tensión superiores a 1000V

TARIFAS 3.1 A

- Nivel de potencia superior a 15kW e inferior a 450kW
- Conectada a una red con tensión mayor de 1kV y menor de 36kV

Existen tres periodos tanto para el término de energía como para el termino de potencia, permitiéndose en el caso del termino de potencia contratar el valor que más nos convenga en cada uno de los periodos, siempre que se cumplan unas condiciones. Siento P1 la potencia en el primer periodo, P2 en el segundo y así respectivamente en el tercer periodo, la condición a cumplirse es la siguiente:

- $450kW > P3 \geq P2 \geq P1$

INVIERNO		
PUNTA De 17 a 23 h	LLANO De 8 a 17h De 23 a 0h	VALLE De 0 a 8 h

VERANO		
PUNTA De 10 a 16h	LLANO De 16 a 0h De 8 a 10h	VALLE De 0 a 8 h

FINES DE SEMANA Y FESTIVOS	
LLANO De 18 a 0h	VALLE De 0 a 18h

Tabla 14: Horarios tarifa de acceso 3.0. Fuente: Iberdrola.

TARIFAS 6.X

Estas son las tarifas en las que hay una discriminación horaria mucho mas marcada, ya que existen 6 periodos para el termino de energía y otros 6 periodos para el termino de potencia, pudiendo contratar el nivel de potencia en cada uno de los periodos que el cliente estime correcto, siempre y cuando se cumpla la condición de que la potencia de un periodo sea superior a la de su periodo anterior, de tal modo que.

P6 >= P5 >= P4 >= P3 >= P2 >= P1

Tarifa								6.X						
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun D<=14	Jun D>=15	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Fin de Semana Festivo
H1 (00-01h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H2 (01-02h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H3 (02-03h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H4 (03-04h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H5 (04-05h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H6 (05-06h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H7 (06-07h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H8 (07-08h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H9 (08-09h)	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2	P6
H10 (09-10h)	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P2	P2	P6	P3	P5	P4	P2	P6
H11 (10-11h)	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P2	P2	P6	P3	P5	P4	P1	P6
H12 (11-12h)	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P1	P6
H13 (12-13h)	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P1	P6
H14 (13-14h)	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P2	P6
H15 (14-15h)	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P2	P6
H16 (15-16h)	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P4	P2	P6
H17 (16-17h)	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P2	P6
H18 (17-18h)	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P2	P6
H19 (18-19h)	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P1	P6
H20 (19-20h)	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P1	P6
H21 (20-21h)	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P1	P6
H22 (21-22h)	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P2	P6
H23 (22-23h)	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2	P6
H24 (23-00h)	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2	P6

Tabla 15: Horarios tarifas de acceso 6.x. Fuente: Mifaturadelaluz.com.

Dentro de las tarifas 6.X se engloban otras 5 tarifas:

TARIFAS 6.1

TARIFAS 6.2

TARIFAS 6.3

TARIFAS 6.4

TARIFAS 6.5

CAPÍTULO 4: PRESUPUESTO

127

CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

Los objetivos principales que se indican al principio del presente proyecto se han cumplido. En un primer momento se hace un repaso por las tarifas que han existido desde el origen de la electricidad en España hasta nuestros días, haciendo un repaso por las distintas normativas en las que se puede comprobar cómo algunos de los términos que dan lugar al precio final de la tarifa hoy en día, surgieron durante su evolución. Por otra parte la tarifa actual es ampliamente desarrollada, quedando claro de dónde surge tanto el término regulado, como la componente de mercado de la tarifa.

Inicialmente, como el propio nombre del proyecto indica, también se tenía la intención de dar unos breves apuntes a cerca del futuro de la tarifa, pero ante el inestable clima político actual se ha optado por no acometer esta valoración, puesto que todo lo expuesto serían meras especulaciones, siendo imposible adivinar si se va a producir una liberalización mayor todavía o un mayor control por parte del estado. Por otro lado es de suponer que las energías renovables jugaran un importante papel, pero al igual que el futuro de la tarifa, es imposible adivinar su futuro teniendo en cuenta las distintas propuestas por parte de los partidos políticos.

Al finalizar la lectura del proyecto también se puede concluir que algunas de las decisiones normativas tomadas a cerca de la tarifa eléctrica no se han movido únicamente por motivos estrictamente técnicos asesorándose de la manera más adecuada por parte de los expertos, sino que los motivos políticos son muchas veces más influyentes.

A nivel personal la finalización del proyecto supone una satisfacción puesto que significa la finalización de mis estudios. A lo largo de su desarrollo he adquirido numerosos conocimientos tanto por el contenido del mismo, al tener que desarrollar la tarea de una amplia búsqueda y lectura de información sobre el sector eléctrico y la tarifa en particular, como en su forma, aprendiendo a redactar correctamente un proyecto que me facilitara enormemente la realización de futuros trabajos.

CAPÍTULO 6: BIBLIOGRAFÍA

Bibliografía

- [1] UNESA, El sector eléctrico a través de unesa, 2005.
- [2] CNE, Electra y el estado: La intervención pública en la industria eléctrica durante el franquismo., 2007.
- [3] J. de Quinto Romero, Análisis de las tarifas eléctricas, 1996.
- [4] G. Ariño y L. López de Castro, El sistema eléctrico Español. Regulación y Competencias..
- [5] J. Garrido, E. Cano y J. Chamizo, Los costes estándar en el sector eléctrico español y el marco legal estable., Universidad Carlos III de Madrid.
- [6] Endesa, http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/el-sector-electrico/.
- [7] Red eléctrica de España, www.esios.ree.es/pvpc.
- [8] BOE, Real Decreto 216/2014, Metodología de cálculo y régimen jurídico del PVPC., 28 de marzo de 2014.
- [9] OMIE, www.omie.es.
- [10] BOE, Circular 3/2014 de la CNMC por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de acceso., 2014.
- [11] Publico.es Blog econuestra, El déficit tarifario..
- [12] wikipedia, Déficit de tarifa.
- [13] Blog CNMC, El pago de compensaciones por la moratoria nuclear termina en 2015.
- [14] <http://www.ecologistasenaccion.es/>, Continuamos pagando la moratoria nuclear.
- [15] <http://blog.gesternova.com/>, El escandaloso servicio de interrumpibilidad o cómo realmente no se congela el peaje.
- [16] Red Eléctrica de España., Marco legal estable. Economía de sector eléctrico español.
- [17] Observatorio crítico de la energía, Entiende el mercado eléctrico., 2012.
- [18] Comunidad de Madrid, La liberalización del sector eléctrico.
- [19] <http://theparapanda.blogspot.com.es/2012/04/la-reforma-del-mercado-electrico-el.html>.
- [20] Energía y sociedad, El marco normativo español, 2014.
- [21] J. L. Sancha Gonzalo, El sistema eléctrico español: la TUR cumple cuatro años, Revista anales de mecánica y electricidad, 2013.
- [22] BOE, Ley 24/2013 del sector eléctrico, 26 de Diciembre 2013.
- [23] Gold abogados, Resumen ley 24/ 2013, 2014.
- [24] Energía y sociedad., Resumen Ley 24/2013, 2013.
- [25] J. L. Sancha Gonzales, Precio voluntario al pequeño consumidor, Revista anales, 2013.

- [26] Energía y sociedad, Precio voluntario al pequeño consumidor., 2013.
- [27] mifakturadelaluz.com, Precio de venta al pequeño consumidor., 2015.
- [28] Rastreator.com, ¿Qué cambios ha traído el paso de la TUR al PVPC?, 2014.
- [29] Energía y sociedad, El mercado eléctrico y el déficit de tarifa: Pinceladas de un desaguado regulatorio..
- [30] mifakturadelaluz.com, Tarifas de acceso.
- [31] Iberdrola, Triptico de tarifas de acceso 2015.
- [32] Elconfidencial.com, Peajes de acceso y cargos..
- [33] proactivado.wordpress.com, Los peajes de acceso de electricidad en España, 2015.